RCS : PARIS
Code greffe : 7501

Documents comptables

REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

Le greffier du tribunal de commerce de PARIS atteste l'exactitude des informations transmises ci-après

Nature du document : Documents comptables (B-C)

Numéro de gestion : 1955 B 08131
Numéro SIREN : 552 081 317
Nom ou dénomination : ELECTRICITE DE FRANCE

Ce dépôt a été enregistré le 19/05/2022 sous le numéro de dépôt 48929

20220489292021

DATE DEPOT : 19/05/2022

N° DE DEPOT : 48929

N° GESTION : 1955B08131

N° SIREN : 552081317

DENOMINATION : ELECTRICITE DE FRANCE

ADRESSE : 22-30 AV DE WAGRAM 75008 PARIS

MILLESIME : 2021

ELECTRICITE DE FRANCE
Société Anonyme au capital de 1 868 467 354 euros
Siège social : 22-30 avenue de Wagram 75008 Paris
552 081 317 RCS PARIS

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL DE L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE DU 12 MAI 2022

L'an deux mille vingt-deux, le jeudi 12 mai à 10 heures, l'Assemblée générale mixte s'est tenue Salle Pleyel au 252, rue du Faubourg-Saint-Honoré à Paris 75008 sur première convocation.

Du procès-verbal de l'Assemblée générale mixte, il a été extrait ce qui suit :

.....

A TITRE ORDINAIRE :

Troisième résolution *(Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et fixation du dividende)*

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, compte tenu du report à nouveau créditeur de 8 734 094 603,23 euros et après dotation à la réserve légale d'un montant de 6 752 783,10 euros afin de porter celle-ci à 10 % du capital social, le bénéfice distribuable, avant imputation de l'acompte sur dividende mis en paiement le 2 décembre 2021, s'élève à 10 184 386 507,34 euros.

L'Assemblée générale décide en conséquence, sur proposition du Conseil d'administration, d'affecter et de répartir le bénéfice de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de la façon suivante :

(en euros)

Bénéfice de l'exercice clos le 31 décembre 2021	1 457 044 687,21
Dotation à la réserve légale afin de porter celle-ci à 10 % du capital social	6 752 783,10
Report à nouveau (avant imputation de l'Acompte sur dividende 2021)	8 734 094 603,23
Montant total du bénéfice distribuable	**10 184 386 507,34**
Acompte sur dividende 2021, correspondant à 0,30 euro par action, mis en paiement le 2 décembre 2021 [1]	947 074 231,20
Solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021 [2]	911 333 901,91
Montant total du dividende effectivement distribué au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021 (y compris le dividende majoré)	1 858 408 133,11
Solde du bénéfice distribuable affecté au poste « Report à nouveau »	8 325 978 374,23

(1) Sur la base du nombre d'actions existantes et donnant droit au dividende au jour du paiement de l'Acompte sur dividende 2021.
(2) Sur la base du nombre d'actions constituant le capital social au 31 décembre 2021 soit 3 238 676 748 actions, ainsi que sur la base d'une estimation de 77 662 284 actions donnant droit au dividende majoré.

L'Assemblée générale décide de fixer le montant du dividende ordinaire pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 à 0,58 euro par action bénéficiant du dividende ordinaire.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actions inscrites sous la forme nominative depuis le 31 décembre 2019 et qui seront restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021 bénéficieront d'une majoration de 10 % du dividende. En conséquence, l'Assemblée générale décide de fixer le montant du dividende majoré à 0,638 euro par action bénéficiant du dividende majoré.

Cette majoration ne pourra pas porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5 % du capital.

Compte tenu de l'Acompte sur dividende 2021, versé aux actions existantes et donnant droit au dividende au jour du paiement de l'Acompte sur dividende 2021, le solde du dividende ordinaire à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'élève à 0,28 euro par action bénéficiant du dividende ordinaire et le solde du dividende majoré à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'élève à 0,338 euro par action bénéficiant du dividende majoré.

Les actions qui, au 31 décembre 2021, étaient inscrites au nominatif depuis deux ans au moins et qui cesseraient éventuellement de l'être avant la date de mise en paiement du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021, ne bénéficieraient pas du solde du dividende majoré, mais du solde du dividende ordinaire.
Le bénéfice distribuable correspondant à la différence serait affecté au poste « Report à nouveau ».

En cas de variation, entre le 31 décembre 2021 et la date de détachement du dividende, du nombre d'actions de la Société ouvrant droit à dividende, le montant global du dividende serait ajusté en conséquence et le montant affecté au compte « Report à nouveau » serait alors déterminé par le Conseil d'administration au regard du dividende effectivement mis en paiement.
Par ailleurs, les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société lors de la mise en paiement du solde du dividende ordinaire et du solde du dividende majoré n'y donneraient pas droit. Le bénéfice distribuable correspondant serait affecté au poste « Report à nouveau ».

Il est rappelé qu'en l'état actuel du droit, lorsqu'il est versé à des personnes physiques, fiscalement domiciliées en France, le dividende est imposable au PFU au taux forfaitaire de 12,8 % ou, sur option expresse et irrévocable applicable à l'intégralité des revenus, gains nets, profits et créances entrant dans le champ d'application du PFU, à l'impôt sur le revenu au barème progressif. Le dividende est éligible à l'abattement prévu à l'article 158,3-2° du Code général des impôts, mais cet abattement n'est applicable qu'en cas d'option du contribuable pour l'imposition selon le barème progressif. Le dividende est par ailleurs soumis aux prélèvements sociaux au taux global de 17,2 %.
Par ailleurs, l'Assemblée générale, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, constate que le capital est entièrement libéré et décide, conformément aux dispositions de l'article L. 232-18 du Code de commerce et de l'article 25 des statuts de la Société, d'offrir à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société du solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Chaque actionnaire pourra opter pour l'un ou l'autre mode de paiement du dividende, mais cette option s'appliquera au montant total du dividende (ordinaire ou majoré) à distribuer, lui revenant au titre des actions dont il est propriétaire.

En cas d'exercice de l'option, les actions nouvelles, objet de la présente option, seront émises à un prix égal à 90 % de la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris lors des

vingt séances de bourse précédant le jour de l'Assemblée générale, diminuée du montant net du solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021, le tout arrondi au centime d'euro supérieur.
Les actions ordinaires nouvelles remises en paiement conféreront les mêmes droits que les actions anciennes et porteront jouissance courante, c'est-à-dire qu'elles donneront droit à toute distribution mise en paiement à compter de leur émission.
Cette option pourra être exercée par les actionnaires entre le 20 mai 2022 et le 7 juin 2022 inclus, en adressant leur demande aux intermédiaires financiers habilités ou, et entre le 20 mai 2022 et le 3 juin 2022 pour les actionnaires inscrits dans les comptes nominatifs purs tenus par la Société, à son mandataire (BNP Paribas Securities Services – Service OST Nominatif – 9, rue du Débarcadère – 93761 Pantin Cedex-France). Pour les actionnaires qui n'auront pas exercé leur option au plus tard le 7 juin 2022, le solde du dividende (ordinaire ou majoré, selon le cas) sera payé intégralement en numéraire.

Si le montant du solde du dividende (ordinaire ou majoré, selon le cas) pour lequel est exercée l'option ne correspond pas à un nombre entier d'actions, l'actionnaire recevra le nombre d'actions immédiatement inférieur, complété d'une soulte en espèces.

L'Assemblée générale décide de fixer la date de détachement du dividende (ordinaire ou majoré, selon le cas) au 18 mai 2022.

Pour les actionnaires auxquels le solde du dividende (ordinaire ou majoré, selon le cas) sera versé en numéraire, l'Assemblée générale décide de fixer la date de mise en paiement au 13 juin 2022.
Pour les actionnaires ayant opté pour le paiement du solde du dividende (ordinaire ou majoré, selon le cas) en actions, le règlement-livraison des actions interviendra à la même date, soit le 13 juin 2022.

L'Assemblée générale donne tous pouvoirs au Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation au Président-Directeur Général dans les conditions prévues par la loi, à l'effet d'assurer la mise en œuvre du paiement du solde du dividende (ordinaire ou majoré, selon le cas) à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021, et notamment :

- d'en préciser les modalités d'application et d'exécution ;

- d'effectuer toutes les opérations liées ou consécutives à l'exercice de l'option ;

- en cas d'augmentation du capital, d'imputer les frais de ladite augmentation de capital sur le montant de la prime y afférente, et de prélever sur ce montant les sommes nécessaires pour porter la réserve légale au dixième du nouveau capital, de constater le nombre d'actions nouvelles émises en application de la présente résolution et la réalisation de l'augmentation de capital, et d'apporter aux statuts toutes modifications utiles ou nécessaires relatives au capital social et au nombre d'actions composant le capital social ; et, plus généralement,
- de faire tout ce qui serait utile ou nécessaire.
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)	Quote-part du dividende éligible à l'abattement [2]
2018	3 010 267 676	0,31 [3]	933 556 364,41 [4]	100 %
2019	3 050 969 626	0,15 [5]	456 888 323,70 [6]	100%
2020	3 099 923 579	0,21 [7]	652 259 998,76 [8]	100%

(1) *Déduction faite des actions auto-détenues.*

(2) *Abattement de 40 % mentionné au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts.*

(3) *Soit un montant de 0,341 euro par action bénéficiant du dividende majoré.*

(4) *Dont 451 000 397,55 euros versés le 10 décembre 2018 à titre d'acompte sur le dividende 2018 dont la totalité a été versée en numéraire. Le solde du dividende 2018, d'un montant de 482 555 966,86 euros versés le 18 juin 2019, est composé de 452 021 956,95 euros versés en actions nouvelles et 30 534 009,91 euros versés en numéraire.*

(5) *Suppression de la majoration du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2019.*

(6) *Montant versé le 17 décembre 2019 à titre d'acompte sur le dividende 2019 composé de 429 635 913,60 euros versés en actions nouvelles, 27 252 346,20 euros ont été versés en numéraire et 63,90 euros de soulte. Le solde du bénéfice distribuable pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a été affecté au poste « Report à nouveau » par l'Assemblée générale d'EDF du 7 mai 2020.*

(7) *Soit un montant de 0,231 euro par action bénéficiant du dividende majoré.*

(8) *Montant versé le 7 juin 2021, en vertu de la décision de l'Assemblée générale du 6 mai 2021, composé de 616 146 737,92 euros versés en actions nouvelles et 36 113 260,84 euros versés en numéraire (dont soulte).*

Cette résolution est adoptée par les actionnaires présents ou représentés ou ayant voté par correspondance par 5 894 171 851 voix pour (soit 98,63%%), 81 737 261voix contre (soit 1,37%%), et 3 92 335 abstentions (soit 0,0092%).

.....

A TITRE ORDINAIRE ET EXTRAORDINAIRE

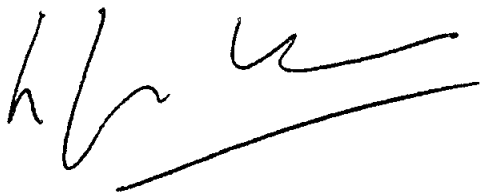
***Vingt-cinquième résolution** (Pouvoirs pour l'accomplissement des formalités)*

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

Cette résolution est adoptée par les actionnaires présents ou représentés ou ayant voté par correspondance par 5 974 853 950 voix pour (soit 99,98 %), 1 009 027 voix contre (soit 0,02 %), et 429 772 abstentions (soit 0,0072%).

.....

POUR EXTRAIT CERTIFIE CONFORME
La Directrice Juridique Groupe
Sabine Le Gac



EDF

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT 2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

LA RAISON D'ÊTRE D'EDF

Sommaire

1 LE GROUPE, SA STRATÉGIE ET SES ACTIVITÉS 5

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires * 6
1.2 Présentation du Groupe 10
1.3 Stratégie et objectifs du Groupe * 16
1.4 Description des activités du Groupe 20
1.5 Recherche et développement, brevets et licences * 88

2 FACTEURS DE RISQUES ET CADRES DE MAÎTRISE * 93

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités 94
2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 102

3 PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE * 129

Enjeux et engagements de responsabilité sociétale 130
3.1 Neutralité carbone et climat 134
3.2 Préservation des ressources de la planète 158
3.3 Bien-être et solidarités 177
3.4 Développement responsable 206
3.5 Gouvernance de la RSE 226
3.6 Méthodologie 233
3.7 Notation extra-financière 234
3.8 Annexes et rapport de l'Organisme Tiers Indépendant 235
3.9 Plan de vigilance 250

4 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE * 265

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 266
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 267
4.3 Direction Générale 292
4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 294
4.5 Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 295
4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux - Politique de rémunération 295

5 PERFORMANCE FINANCIÈRE ET PERSPECTIVES * 301

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2021 302
5.2 Événements postérieurs à la clôture 325
5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes 325
5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2022 326
5.5 Perspectives 327

6 ÉTATS FINANCIERS * 331

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2021 332
6.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 453
6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021 457
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 517
6.5 Politique de distribution de dividendes 520
6.6 Autres informations 521
6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF 523
6.8 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales (Social Bonds) émises par EDF 531

7 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL 537

7.1 Informations générales concernant la Société 538
7.2 Actes constitutifs et statuts 540
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat * 543
7.4 Marché des titres de la Société 551
7.5 Opérations avec des apparentés * 552
7.6 Contrats importants 556

8 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 559

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation * 560
8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes 560
8.3 Documents accessibles au public - LEI et Calendrier de communication financière 560
8.4 Tables de concordance 561
Glossaire 568

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

Document d'enregistrement universel 2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

DEVENONS L'ÉNERGIE QUI CHANGE TOUT.

AMF

Ce document d'enregistrement universel (URD) a été déposé le 17 mars 2022 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 2021 sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris Cedex 08) et sur son site internet (**http:// www.edf.com**) ainsi que sur le site de l'AMF (**http://www.amf-france.org**).

Ce document est une reproduction de la version officielle du document d'enregistrement universel intégrant le rapport financier annuel 2021 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].

523,7 TWh

D'ÉLECTRICITÉ PRODUITE DANS LE MONDE

38,5

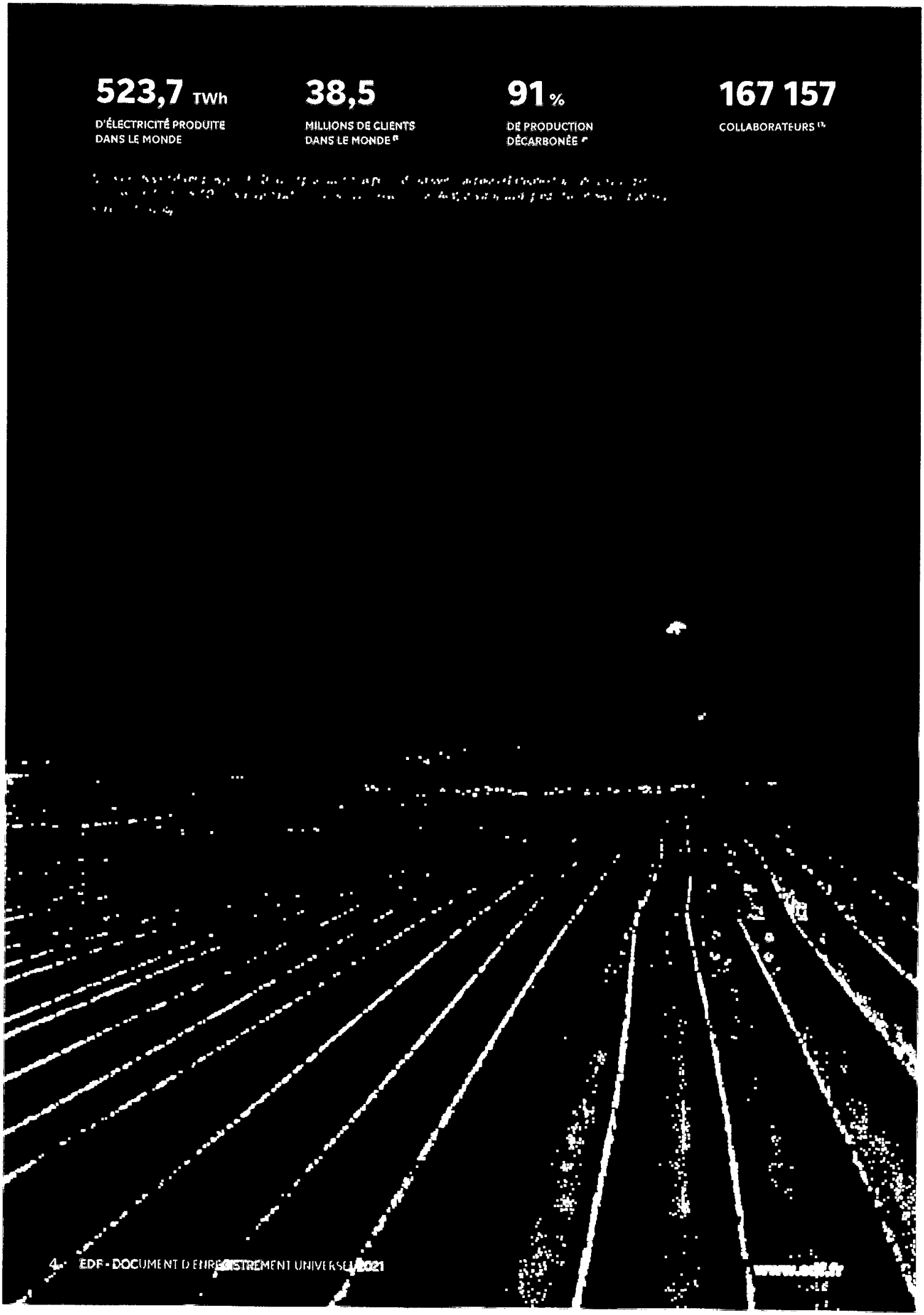
MILLIONS DE CLIENTS DANS LE MONDE [1]

91 %

DE PRODUCTION DÉCARBONÉE [2]

167 157

COLLABORATEURS [3]



1 LE GROUPE, SA STRATÉGIE ET SES ACTIVITÉS

1.1 CHIFFRES CLÉS ET MODÈLE D'AFFAIRES 6

1.2 PRÉSENTATION DU GROUPE 10

1.2.1 Organisation du Groupe 10
1.2.2 Histoire du Groupe 12
1.2.3 Faits marquants et chiffres clés 14

1.3 STRATÉGIE ET OBJECTIFS DU GROUPE 16

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 16
1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030 16

1.4 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE 20

1.4.1 Activités de production d'électricité 20
1.4.2 Activités de commercialisation en France 48
1.4.3 Activités d'optimisation en France 52
1.4.4 Activités régulées, de transport et de distribution en France 53
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 61
1.4.6 Les services énergétiques et autres activités 83

1.5 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES 88

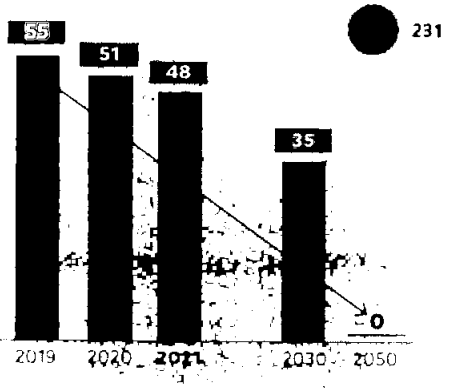
1.5.1 Les programmes de la R&D 88
1.5.2 Politique de propriété intellectuelle 91

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires

La trajectoire carbone d'EDF

Trajectoire d'intensité carbone

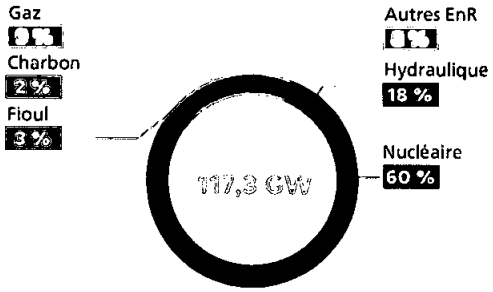
En constante baisse et environ cinq fois plus basse que la moyenne européenne.



Chiffres clés 2021*

Capacités installées (1)

En GW

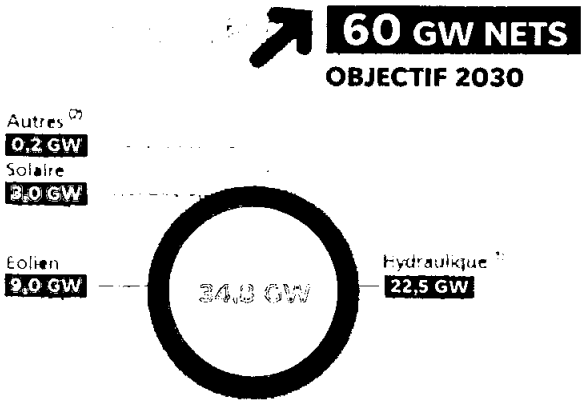


(1) Correspond aux données consolidées.

EDF, leader européen du renouvelable

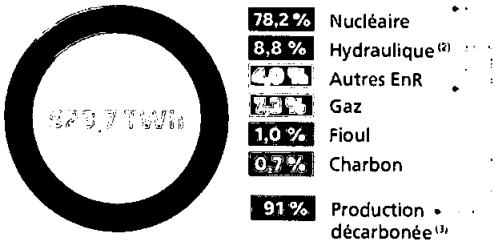
Capacité renouvelable nette installée par filière 2021

En GW



Production d'électricité (1)

En TWh



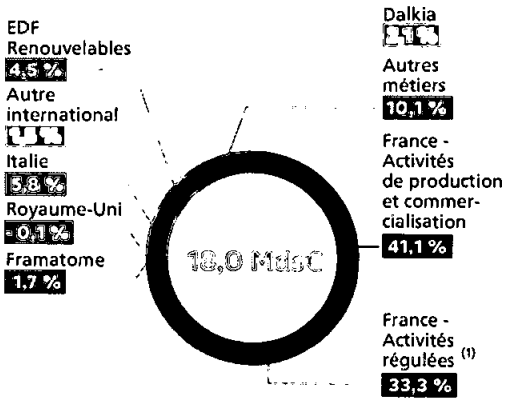
(1) Production des entités consolidées par intégration globale.

(2) Production hydraulique pompage et énergie marine comprises.

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

* Les perspectives financières du Groupe figurent en section 5.5

Répartition de l'EBITDA

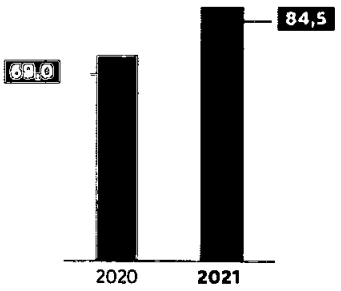


EBITDA 2020 : 16,2 Mds€

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

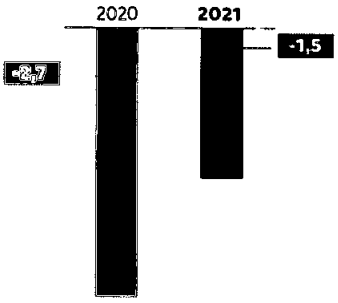
Chiffre d'affaires

En Mds€

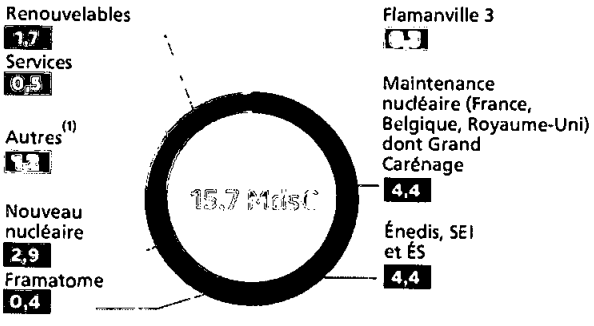


Cash-flow

En Mds€



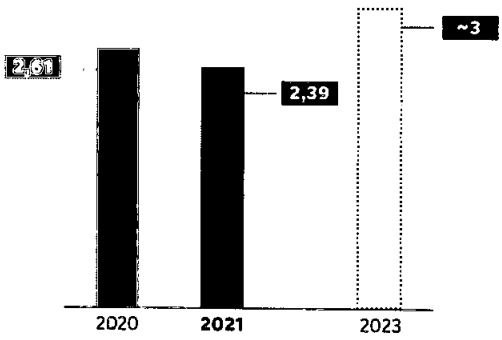
Investissements nets hors plan de cessions



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

NB : les valeurs sont arrondies.

Ratio d'endettement financier net/EBITDA



L'endettement financier net s'élève à 43,0 Mds€ à fin 2021 (42,3 Mds€ à fin 2020).

ATOUTS ET RESSOURCES

Une proximité Clients

- **32,5** millions de clients électricité
- **6,0** millions de clients gaz
- Des marques de 1er plan : EDF, Edison, Luminus, Dalkia
- **74,3** millions de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation

Une ambition humaine

- **167 157** collaborateurs
- **79 %** des salariés ont bénéficié d'une action de développement des compétences dans l'année

Un écosystème ambitieux d'innovation

- Une nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse créée en 2021
- Près de **2 263** collaborateurs R&D
- Un budget R&D consolidé de **661 M€** en 2021
- **756** innovations brevetées à fin 2021 par la R&D (EDF & Enedis)

Des actifs industriels majeurs

- **117,3 GW** de capacités de production d'électricité
- Une filière nucléaire intégrée
- La technologie EPR
- Un portefeuille de près de **76 GW** bruts de projets éoliens et solaires
- **1,4** million de km de réseau de distribution
- **34** millions de compteurs intelligents installés
- **+ de 330** réseaux urbains de chaleur et de froid gérés par Dalkia

Un [illegible]
- 1er [illegible]
en Europe
- Classement [illegible]
- n°4 [illegible]
- 19 Md€ [illegible]

MODÈLE D'ACTIVITÉ

La raison d'être d'EDF

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

CAP 2030

Trois axes stratégiques
pour décarboner nos sociétés
en France, en Europe et dans le monde :

Créateur de services et solutions pour accompagner les clients et territoires vers la neutralité carbone
- >15 $MtCO_2$ d'émissions évitées
- 10 Mds € CA services
- >1,5 contrat/client

Leader mondial de la production d'électricité neutre en CO_2
- ↘ 50 % émissions CO_2 eq vs 2017
- 60 GW nets soit ×2 capacité ENR et hydraulique vs 2015
- Engager de nouveaux EPR et 1 SMR

Acteur international de la transition énergétique
- Zéro charbon
- 1,5 - 2 GW nets de capacités installées hydrauliques
- 1 million kits off grid

Soutenus par une impulsion de transformation, d'innovation, d'ambition humaine et des engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise et **la mise en œuvre de 4 plans** :

LEPLANSOLAIRE · LE PLAN stockage électrique · LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE · LE PLAN excell

Périmètre : 1 Activités du Pôle Clients Services et Territoires (hors Framatome et Hors Activités Internationales) 2 Circulaire (4) hors pays producteurs en Europe (France, Italie, Royaume-Uni et Belgique)

La déclinaison des enjeux RSE en 16 engagements

- Trajectoire carbone ambitieuse
- Solutions de compensation 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 et économie circulaire
- Santé et sécurité 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 2021

Pour le climat et l'environnement

- Une ambition de contribuer à la **neutralité carbone** à l'horizon 2050
- Une production d'électricité de **523,7 TWh** à **91%** décarbonée avec émissions de **48 gCO_2 /kWh**
- EDF, acteur du partage de l'eau, intensité eau de **0,82 l/kWh**
- Un engagement pour la biodiversité

SCIENCE BASED TARGETS — act4nature — BUSINESS AMBITION FOR 1.5°C

Pour les clients

- Haut niveau de satisfaction Clients
- Plus de **642 000** actions de conseil auprès des clients dans le cadre de l'Accompagnement Énergie

Pour les partenaires et territoires

- Les PME représentent entre **22** et **26 %** des achats d'EDF et d'Enedis
- **1** emploi direct d'EDF SA en génère **4,4** sur le territoire national
- **100 %** des projets font l'objet d'une concertation

Pour les salariés

- Un indice d'engagement salariés de **69 %**
- **29,8 %** de femmes dans les CoDir
- Un ratio d'équité salaire moyen de **6,6**

Chiffre d'affaires
84,5 Mds€

EBITDA
18,0 Mds€

Résultat net courant
4,7 Mds€

Un partage de la valeur ajoutée avec nos parties prenantes

Fournisseurs
Achats[10]
52,9 Mds€
Accord mondial RSE groupe EDF

Etat et territoires
Impôts et taxes[11]
4,7 Mds€

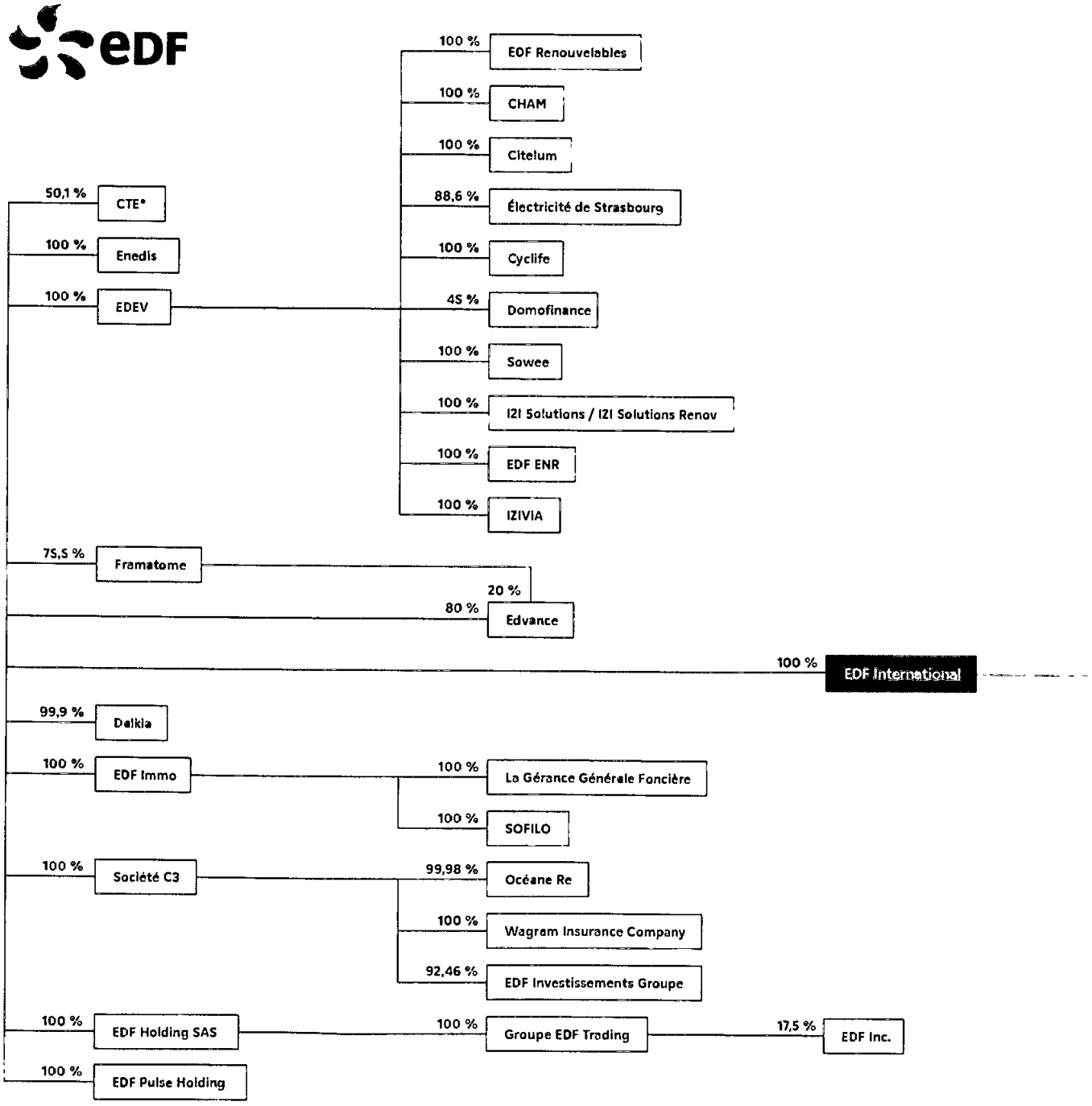
Collaborateurs
Rémunération[12]
14,5 Mds€

Dividendes Actionnaires
Taux de distribution cible[13]
45 % - 50 %

1.2 Présentation du Groupe

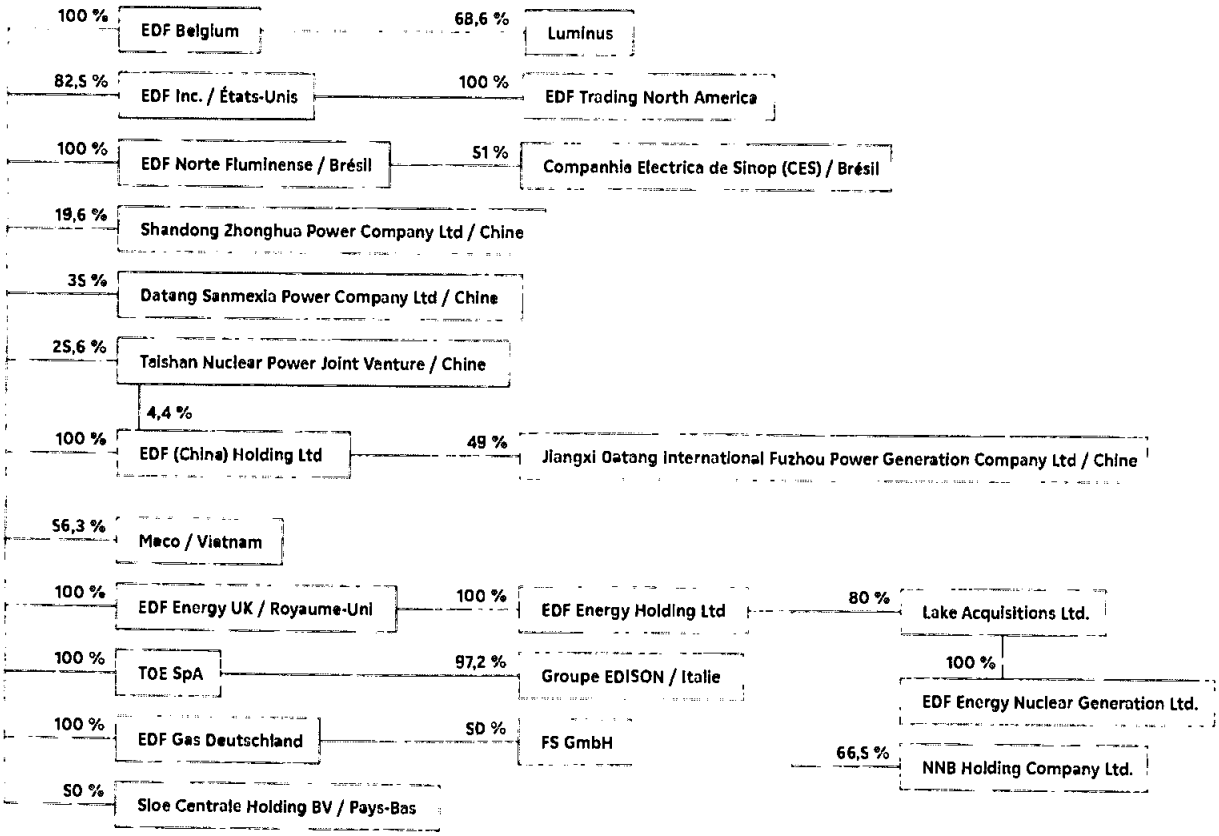
1.2.1 Organisation du Groupe

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2021 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 2021. Les évolutions du périmètre 2021 sont commentées en note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

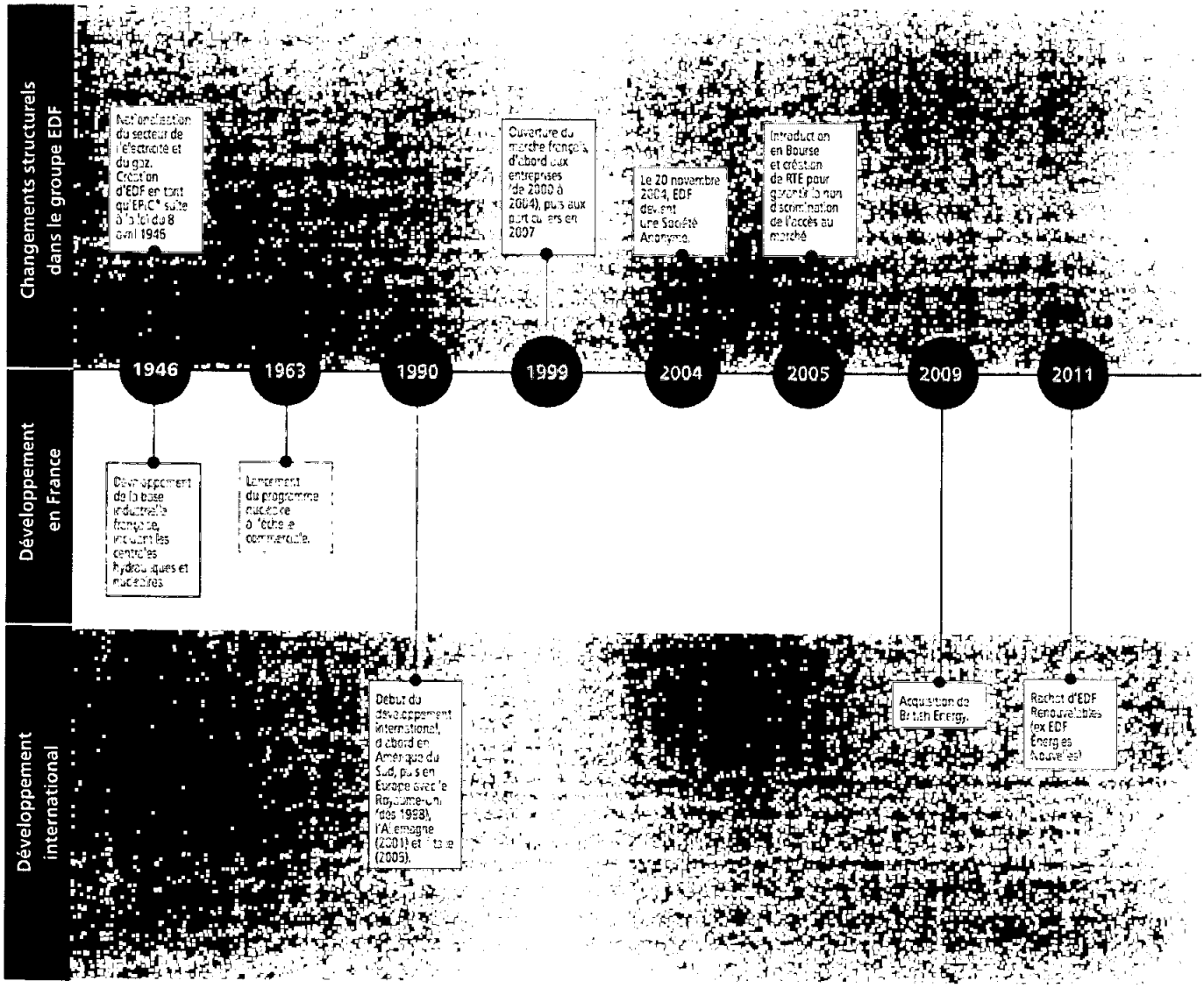


* Co entreprise de Transport d'Électricité «CTE» (ex C25) société détenant les titres RTE

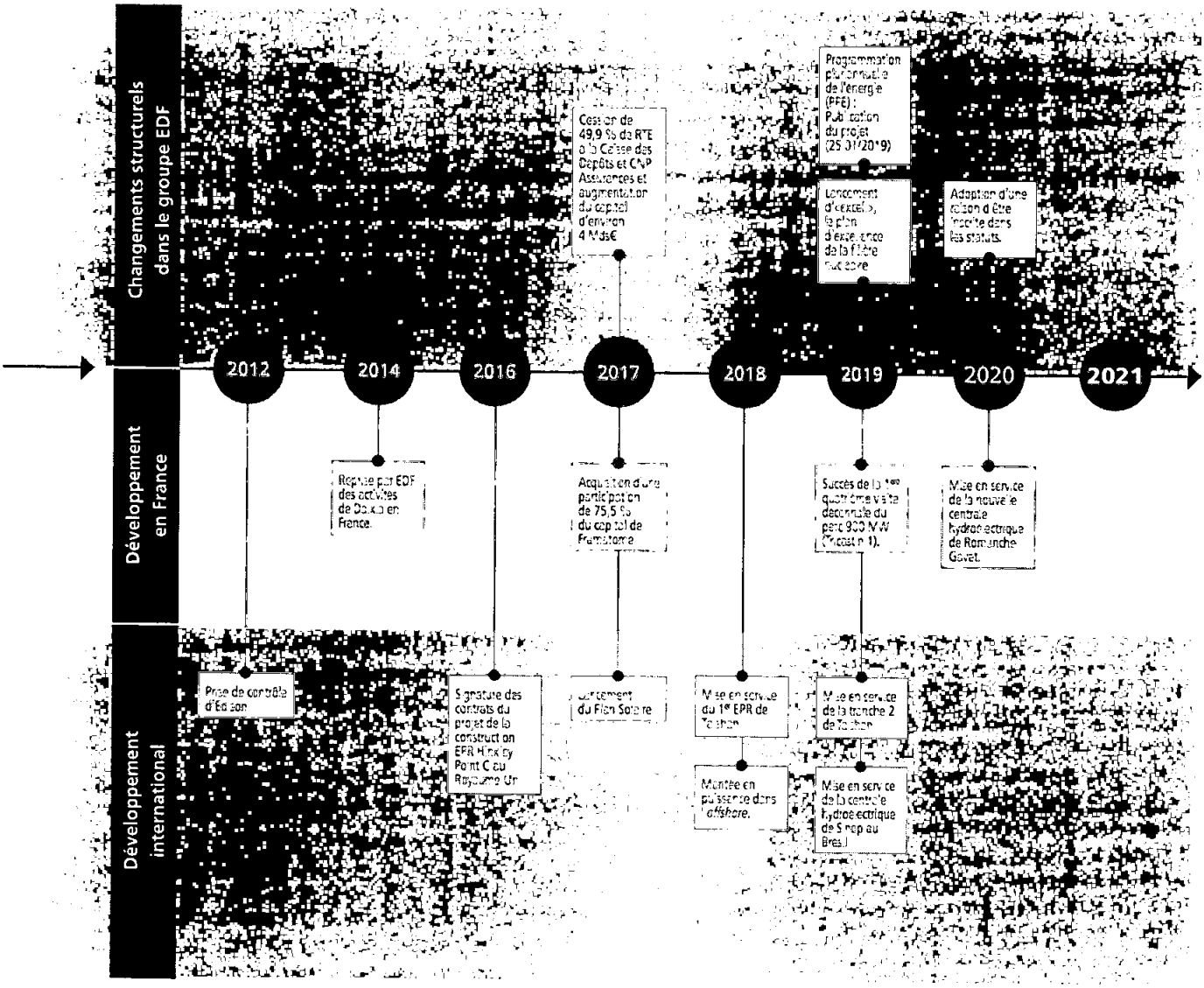
EDF International



1.2.2 Histoire du Groupe



*EPIC : Établissement public industriel et commercial


Changements structurels dans le groupe EDF
Développement en France
Développement international
2012
2014
2016
2017
2018
2019
2020
2021
Cession de 49,9 % de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances et augmentation du capital d'environ 4 Md€
Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : Publication du projet (25/01/2019)
Lancement d'EXTEL, le plan d'excellence de la filière nucléaire
Adoption d'une raison d'être inscrite dans les statuts
Reprise par EDF des activités de Dalkia en France.
Acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de Framatome
Succès de la 4ème vente décennale du parc 900 MW (tranche 1).
Mise en service de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche Gavet
Prise de contrôle d'Edison
Signature des contrats du projet de construction EPR Hinkley Point C au Royaume Uni
Lancement du Plan Solaire
Mise en service du 1er EPR de Taishan
Mise en service de la tranche 2 de Taishan
Montée en puissance dans l'offshore.
Mise en service de la centrale hydroélectrique de Santo Antônio au Brésil

1.2.3 Faits marquants

Objectifs financiers atteints (1)

Forte progression de l'EBITDA et du Résultat Net par rapport à 2020 et à 2019

Réussite des plans de cessions et de réduction des coûts *

Intensité carbone en baisse

(1) Les objectifs financiers du Groupe ont été révisés le 15/12/2021 pour l'EBITDA et le 29/07/2021 pour le ratio EFN/EBITDA.

NUCLÉAIRE

- **Inclusion du nucléaire dans la taxonomie européenne**
- **France** :
  - › Nucléaire existant et Grand carénage : 5 VD4 terminées, 2 en cours et allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des réacteurs 900 MW**
  - › EDF, acteur majeur du plan « France 2030 » avec un soutien à l'innovation de la filière nucléaire à hauteur de 1 milliard d'euros notamment à destination des SMR (2) et du plan « France Relance » avec la création avec l'État français du « Fonds France Nucléaire », destiné à accompagner la croissance des PME de la filière nucléaire
  - › Flamanville 3 :
    - Révision de la cible de chargement du combustible de fin 2022 au deuxième trimestre 2023 et des coûts de construction de 12,4 à 12,7 milliards d'euros (3)
    - Finalisation des opérations de reprise des 8 soudures du circuit secondaire principal
  - › Nouveau Nucléaire : remise aux pouvoirs publics de la contribution d'EDF et de la filière nucléaire au programme de 3 paires de nouveaux réacteurs EPR2 en France.
- **Chine** : anomalie sur des assemblages de combustible du réacteur n° 1 de Taishan
- **Royaume-Uni**
  - › Sizewell C :
    - Projet de loi du gouvernement britannique portant application d'un modèle de financement dit « Base d'Actifs Régulée » aux projets de nouveau nucléaire
    - Annonces du gouvernement britannique d'investir jusqu'à 1,7 milliard de livres sterling alloués au développement de projets nucléaires de grande capacité
- **Inde** : Offre technico-commerciale engageante remise en vue de la construction de six EPR (4) sur le site de Jaitapur
- **Pologne** : Remise d'une offre préliminaire non engageante pour des prestations d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction de 4 à 6 réacteurs EPR (de 6,6 à 9,9 GW)

RENOUVELABLES

- Hausse du niveau de production : 20,9 TWh, soit + 8,3 % *vs* fin 2020
- Accélération des mises en service : 3,1 GW bruts (*vs* 2,5 GW en 2020)
- Croissance des capacités installées : 12 GW nets à fin 2021 (+ 13 % *vs* 2020)
- Niveau élevé des capacités en construction : 7,9 GW bruts à fin 2021, dont notamment le parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer (448 MW), le premier parc éolien en mer français à Saint Nazaire (5) et une centrale solaire de 300 MW à Jeddah
- Portefeuille de projets de 76 GW bruts (+ 27 % *vs* fin 2020) dont notamment le projet *offshore* Atlantic Shores de 1,5 GW aux États-Unis

CLIENTS ET SERVICES

- 1,4 million de clients résidentiels en électricité en offre de marché en France, soit + 40 % *vs* fin 2020, en ligne avec la cible de 3 millions en 2023
- Forte croissance de la mobilité électrique : près de 200 000 points de charge installés et gérés à fin décembre 2021 dont principalement Pod Point, *leader* des bornes de recharges au Royaume-Uni chez les particuliers, avec plus de 150 000 points de charges
- Signature de contrats d'achat d'électricité (PPA) d'origine renouvelable avec Bouygues Telecom, SNCF et RATP
- Dalkia Electrotechnics/Citelum lauréat du marché de l'éclairage public de la ville de Paris pour 10 ans
- Dalkia : Création d'un outil innovant de pilotage de la surveillance de l'exploitation et de la maintenance de 122 gares SNCF et signature avec le Futuroscope pour la création d'un réseau de chauffage et de climatisation vertueux (6) à partir d'énergie renouvelable (7)

ENEDIS

- Succès du déploiement des compteurs intelligents Linky, objectif final du programme atteint en termes de délais, de coût et de performance

(1) Selon l'acte délégué complémentaire du 2 février 2022 soumis à adoption définitive courant 2022.
(2) *Small Modular Reactor*
(3) Voir communiqué de presse du 12 janvier 2022. Coûts en euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
(4) EDF n'est ni investisseur ni en charge de la construction.
(5) Voir le communiqué de presse du 28 août 2021.
(6) Technologie proche de celle des pompes à chaleur, économie circulaire, préservation de l'environnement.
(7) 40 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour le Futuroscope et 70 % d'autoconsommation énergétique d'ici 2025.

ITALIE

- Repositionnement stratégique d'Edison avec la réorganisation des actifs renouvelables [1] et recentrage sur les activités cœur de métier

INNOVATIONS

- Mises en service de 50 MW de batteries au Royaume-Uni dans le cadre du projet ESO [2]
- Inauguration de la première station de production et de distribution d'hydrogène par Hynamics à Auxerre

INTERNATIONAL

- Signature d'un accord de développement pour un projet solaire flottant hybride de 240 MW sur le réservoir de Nam Theun 2 au Laos
- Finalisation du financement d'un projet innovant combinant solaire et gaz avec le développement de la plus grande centrale solaire (480 MW) à ce jour au Chili
- Construction de la centrale hydraulique de Nachtigal (420 MW) au Cameroun : avancement des travaux pour les lots génie civil et électromécanique (plus de la moitié réalisés). Mise en service industrielle prévue en 2024

FERMETURE EN COURS DES CENTRALES AU CHARBON EN EUROPE

- France : fermeture de la centrale du Havre le 31 mars 2021 [3]
- Royaume-Uni : fermeture de la centrale de West Burton A prévue en septembre 2022, deux ans avant la date limite fixée par le gouvernement britannique

RÉALISATIONS ET OBJECTIFS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

- Intensité carbone : 48 gCO_2/kWh en 2021 *vs* 51 gCO_2/kWh en 2020, niveau environ 5 fois plus faible que la moyenne européenne des *utilities*
- Mixité : 29,8 % de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe en 2021 *vs* 28,7 % en 2020, en ligne avec les ambitions du Groupe
- Intégration d'EDF dans le « CAC 40 ESG », l'indice d'Euronext qui regroupe 40 entreprises socialement responsables

* Finalisation des plans de cessions de 3 milliards d'euros et d'économie de 500 millions d'euros

Pour compenser les impacts de la crise sanitaire sur la situation financière du Groupe, des plans d'économies et de cessions ont été lancés mi-2020 avec une cible de 500 millions d'euros de réduction des charges opérationnelles [4] en 2022 par rapport à 2019 et d'environ 3 milliards d'euros de cessions [5] sur la période 2020 à 2022. À fin décembre 2021, la réduction des coûts est estimée à 543 millions d'euros par rapport à 2019. Les cessions d'actifs signées ou réalisées au 31 décembre 2021 ont un effet favorable de 3,0 milliards d'euros environ sur l'endettement financier net et de 3,7 milliards d'euros environ sur l'endettement économique du Groupe [6]. Ces cessions sont en ligne avec la stratégie du Groupe et ont permis un recentrage sur les activités cœur de métier, ainsi que la sortie de certaines activités carbonées (principalement cessions de l'activité E&P et du réseau de distribution de gaz IDG). Ces deux plans ont dépassé leur objectif avec un an d'avance.

** Allongement de la durée d'amortissement à 50 ans des réacteurs 1 300 MWe en France

Le Groupe a procédé à l'allongement de la durée d'amortissement de l'ensemble des centrales du palier 1 300 MW au 1er janvier 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. A cette date, les provisions liées à la production nucléaire diminuent de 1 016 millions d'euros. Cette diminution est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros. L'impact de l'allongement de la durée d'amortissement à 50 ans sur le résultat net part du Groupe de l'exercice est de +405 millions d'euros (voir la note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

(1) Rachat des parts restantes de la holding E2i, et entrée d'un partenaire financier. Edison conserve le contrôle de la nouvelle plateforme.
(2) Energy Superhub Oxford, avec 100 % d'énergie renouvelable.
(3) La centrale au charbon du Havre est arrêtée et mise sous cocon (AGP – arrêt garanti plurianuel) depuis fin mars 2021.
(4) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. A périmètre, normes, taux de change et taux d'actualisation des retraites constants et hors inflation. Hors coûts des ventes des activités de services énergétiques, et des services d'ingénierie nucléaire de Framatome et de projets spécifiques tels que Hinkley Point.
(5) Cessions signées ou réalisées : impact sur le désendettement économique du Groupe (définition Standard and Poor's).
(6) Dette économique selon la définition de l'agence Standard and Poor's.

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 un enjeu majeur pour la planète. Dès l'accord trouvé à Paris lors de la 21e Conférence des Parties (COP21) en 2015, la mobilisation contre le changement climatique s'est confirmée tout comme l'importance croissante des transitions énergétiques au-delà de l'Europe.

En Europe, le Paquet Énergie Propre finalisé en 2019, le *Green Deal* élaboré en 2020 et le paquet Climat « Fit for 55 » proposé par la Commission européenne en 2021 donnent le cadre des mesures pouvant permettre à l'Union européenne d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Les programmes de relance qui font suite à la crise sanitaire Covid renforcent encore la priorité donnée au climat.

Le Green Deal au niveau européen et les programmes nationaux associés se concentrent en priorité sur la diminution des émissions de CO_2, de la façon la plus compétitive possible, en s'appuyant sur une vision industrielle ancrée dans les territoires.

Le Royaume-Uni, qui doit engager un renouvellement important de ses moyens de production d'électricité, a établi depuis 2008 un *Climate Change Act*. Il a mis en place un modèle de marché cohérent avec cette politique (*Carbon Price Floor*, *Contracts for Difference*, marché de capacité, réflexions sur un modèle de base d'actifs régulée pour les nouveaux moyens de production nucléaire).

En France, l'électricité représente environ 25 % des consommations d'énergie finale et un peu plus de 12 % des émissions de CO_2 [1] (respectivement 20 % [2] et 41 % [3] au niveau international). 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 à de grands acteurs industriels. EDF partage le diagnostic de la PPE en termes notamment d'identification des leviers vers une sortie des énergies fossiles.

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

- la baisse de la consommation d'énergie, en développant des solutions d'**efficacité énergétique** (aval) ;
- le basculement des usages fossiles vers les énergies décarbonées, avec l'**électricité décarbonée** en premier lieu et l'usage de la chaleur renouvelable notamment (amont).

La transition vers une économie sans carbone doit également préserver le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

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 CAP 2030

La raison d'être d'EDF est de « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 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. Elle est le fruit de la contribution des salariés lors des dialogues « Parlons Énergies ». **La stratégie CAP 2030 décline la raison d'être d'EDF.**

Le groupe EDF produit l'une des électricités les moins carbonées au monde. Il a pris en 2020 de nouveaux engagements de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 qui ont été validés par l'organisation *Science Based Targets Initiatives* comme allant au-delà de l'ambition 2 °C de l'Accord de Paris.

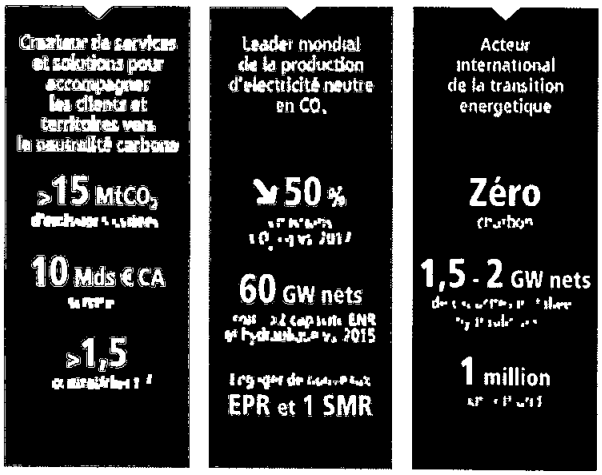
Pour la première fois, le groupe EDF s'est fixé des objectifs couvrant non seulement ses émissions directes mais également ses émissions indirectes. L'objectif est de s'inscrire dans une trajectoire de contribution à l'atteinte de la neutralité carbone sur l'ensemble de son empreinte carbone d'ici 2050. En 2030, le groupe EDF vise ainsi une diminution des émissions directes et indirectes de 50 % par rapport au niveau des émissions de 2017 et une réduction des émissions du scope 3 de 28 % par rapport à 2019. Voir également la section 3.1 « Neutralité carbone et climat ».

Pour EDF, lutter contre le dérèglement climatique repose sur la décarbonation de l'énergie, au service de la décarbonation des usages et de l'efficacité énergétique.

La stratégie du Groupe est articulée autour de trois axes stratégiques déclinés dans Cap 2030 :

CAP 2030

Trois axes stratégiques
pour décarboner nos sociétés
en France, en Europe et dans le monde :



Périmètre :
(1) Activités du pôle Clients Services et Territoires.
(2) France et Italie (Résidentiel).
(3) Groupe.
(4) Hors pays prioritaires en Europe (France, Italie, UK et Belgique).

(1) Source : ministère de la Transition écologique, Chiffres clés du climat, édition 2022, page 38.
(2) Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2021, Tableau A.2a page 295.
(3) Source : ministère de la Transition écologique, Chiffres clés du climat, édition 2022, page 38.

Créateur de services et de solutions pour accompagner les clients et territoires vers la neutralité carbone

Les particuliers, les entreprises, les villes 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 la transition énergétique. Cet élan, somme d'initiatives individuelles et de décisions publiques, se développe progressivement partout. L'ambition d'EDF est d'accompagner les clients et les territoires vers leur propre neutralité CO_2 avec des solutions décarbonées et d'efficacité énergétique accessibles et innovantes.

Pour cela, EDF développe la valeur de son portefeuille clients dans les pays prioritaires européens (France, Royaume-Uni, Belgique et Italie) grâce à une relation client de référence et une gamme d'offres de services et de fourniture enrichie.

En 2030, le groupe EDF vise 10 milliards d'euros de chiffre d'affaires dans les services [1].

EDF renforce ses positions dans le secteur de la mobilité électrique (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique), dans les activités de réseaux de chaleur et de froid renouvelables en France et également dans la valorisation de la flexibilité électrique et de l'agrégation (Europe).

En s'appuyant sur la confiance de ses clients et en développant une large gamme d'offres, notamment dans la performance énergétique durable sur les marchés résidentiels et d'affaires, EDF accroît la valeur par client. Il souhaite porter à plus de 1,5 le nombre de contrats par client particulier en 2030 [2]. Les offres d'énergies vertes, d'autoconsommation, les services d'efficacité énergétique, les services de proximité, les contrats de performance, de génie électrique ou climatique, la récupération de chaleur fatale, la biomasse répondent aux nouveaux besoins de ses clients.

Ses clients sont de plus en plus sensibles à leur empreinte environnementale. EDF y répond via des solutions accessibles et innovantes permettant de consommer moins et mieux :

- **en contribuant à la décarbonation des usages grâce à l'électrification des usages dans les secteurs les plus émetteurs de CO_2 :**

  › **dans les transports** [3]

  Pour accompagner le déploiement massif de l'électrification des mobilités, EDF s'engage concrètement en investissant dans l'accompagnement des clients (particuliers, entreprises et collectivités) et dans la valorisation des capacités de stockage des véhicules électriques ainsi que dans la production et la commercialisation d'hydrogène électrolytique.

  › **dans le bâtiment**

  Le Groupe est très investi aux côtés des professionnels du secteur, des bailleurs, des collectivités pour les aider à gagner en efficacité énergétique et à évoluer vers la décarbonation des usages thermiques. Il propose une gamme de services allant du suivi et du pilotage des consommations au soutien direct aux opérations de décarbonation et d'efficacité énergétique [4] notamment au moment des rénovations. EDF accompagne également directement les ménages [5] avec IZI by EDF. Enfin, via sa filiale Dalkia, le Groupe est actif dans le développement des réseaux de chaleur et leur décarbonation (par des sources renouvelables ou par la récupération d'énergie) et le développement de Contrats de Performance Énergétique (CPE) pour les bâtiments publics et les entreprises ou les grands ensembles de logements.

  › **dans l'industrie**

  EDF développe des solutions d'électrification des processus, de récupération de chaleur fatale 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 (fours et chaudières électriques…) mais également en proposant (via sa filiale Agregio) des flexibilités ou des offres d'approvisionnement vert ;

- **en s'appuyant sur le développement des infrastructures, sur les données et la création de solutions décarbonées ;**
- **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, pompes à chaleur).

Ces solutions visent à permettre au groupe EDF d'éviter l'émission de plus 15 millions de tonnes de CO_2 d'ici 2030 [6].

Par ailleurs, EDF continue à innover en développant de nouveaux modèles d'activité pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et donner corps aux engagements du Groupe vers la neutralité carbone. Tant à l'aval qu'à l'amont, l'innovation sera une composante essentielle du chemin à parcourir, compte tenu de la vitesse à laquelle progressent aujourd'hui les technologies, des renouvelables au stockage et aux véhicules électriques en passant par 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 et solidaire. 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 ».

Leader mondial de la production d'électricité neutre en CO_2

Parce qu'en France, l'électricité produite par EDF est décarbonée à près de 98 % grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables, EDF joue un rôle moteur dans l'atteinte d'un objectif de neutralité CO_2 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, chaleur renouvelable, réseaux, stockages et moyens de production thermique décarbonés, outils de gestion des flexibilités des usages et des productions…

La stratégie d'EDF est en ligne avec les annonces du Président de la République le 10 février 2022 à Belfort. Il a confirmé le rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition de la France de baisser de 55 % les émissions de gaz à effet de serre françaises d'ici 2030 par rapport à 1990 et d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Le Président de la République a annoncé en conséquence :

- Une stratégie forte de relance de l'énergie nucléaire en France avec notamment :
  - › le lancement d'un programme de construction par EDF de 6 nouveaux réacteurs de technologie EPR2 et des études pour 8 EPR2 additionnels, qui mobiliseront notamment des financements publics massifs de plusieurs dizaines de milliards d'euros, même si les modalités précises de ces financement restent à définir ;
  - › la poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs français existants, sauf si des raisons de sûreté devaient s'y opposer (cette prolongation de durée d'exploitation se faisant donc sans rien céder sur les obligations en matière de sûreté nucléaire), et en particulier la nécessité pour EDF d'étudier les conditions de prolongation au-delà de 50 ans, en lien avec l'Autorité de sûreté nucléaire ;
  - › le développement des petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – SMR) ainsi que des réacteurs innovants permettant de fermer le cycle du combustible et de produire moins de déchets, avec une intervention supplémentaire de l'Etat à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™ actuellement porté par EDF.
- Une accélération du développement des énergies renouvelables (solaire, éolien en mer et terrestre et hydraulique).

(1) Périmètre Groupe.
(2) France et Italie (Résidentiel).
(3) À l'origine de 24 % des émissions liées à la consommation d'énergie dans le monde – Source : ministère de la Transition écologique, Chiffres clés du climat, édition 2022, page 38.
(4) Notamment via les Contrats de Performance Énergétique (CPE), ou les Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) en France.
(5) Ceux-ci peuvent choisir une pompe à chaleur en remplacement de leur chaudière fortement émettrice de CO_2, qu'elle soit au fioul ou au gaz.
(6) Activités du pôle Clients, Services et Territoires.

- **L'ambition d'une production très bas carbone pour le groupe EDF se décline tout d'abord par l'accélération du développement 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...). Les énergies renouvelables représentent déjà plus du quart de la capacité totale du Groupe [1].

  Le groupe EDF est aujourd'hui *leader* européen des énergies renouvelables, et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne avec 22,5 GW nets installés [2]. Concernant les autres énergies renouvelables électriques, principalement l'éolien et le solaire, EDF est également un des *leaders* mondiaux avec 12 GW nets installés. L'ambition d'EDF est d'accroître rapidement ses capacités installées dans ces filières.

  L'objectif est d'atteindre une capacité installée d'énergies renouvelables (dont hydraulique) de 60 GW nets en 2030 ce qui équivaut à plus que doubler la capacité installée en 2015. Le groupe EDF recherche un équilibre entre les technologies (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque et hydraulique) et dans la répartition géographique. Enfin, EDF investit régulièrement dans les installations hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et propose des solutions renforçant le productible hydraulique.

  EDF construit une position de *leader* européen de l'agrégation des capacités renouvelables et des flexibilités. Il s'est fixé comme objectif le triplement des moyens de stockage du Groupe à l'horizon 2035, dans le cadre de son Plan stockage.

- **Cette ambition de production très bas carbone se base également 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, fin des chantiers en cours (Flamanville 3, HPC), et 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, déjà engagé, 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.

  Le nucléaire, dont l'exploitation n'émet pas de CO_2 [3], 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 de Flamanville en France. Deux réacteurs EPR sont en exploitation à Taishan en Chine. En Finlande, le réacteur EPR Olkiluoto 3 construit par Orano a divergé le 21 décembre 2021. Depuis le 4 janvier, il est entré dans la deuxième phase avec un plafond de puissance de 30 %. Plusieurs étapes mèneront à sa mise en service prévue en juillet 2022.

  EDF développe également d'autres projets qui pourront être construits dans les pays qui souhaiteront se doter de nouveaux réacteurs. EDF finalise enfin le *design* d'un EPR de nouvelle génération.

  En 2030, le Groupe souhaite être engagé sur de nouveaux programmes EPR en France, en Grande-Bretagne et à l'international ainsi que dans le développement d'un démonstrateur du premier *Small Modular Reactor* (SMR) en France.

  EDF se prépare également aux reconversions liées aux arrêts d'exploitation. Il ambitionne d'être le *leader* en Europe de l'activité déconstruction d'actifs de production et développe l'économie circulaire.

- **Accompagner la transition énergétique en réduisant l'empreinte carbone passe par un développement ciblé des projets de production d'électricité à partir de gaz** pour répondre aux besoins de flexibilité et de transition énergétique.

Acteur international de la transition énergétique

Face aux enjeux démographiques, d'urbanisation et de pollution atmosphérique, de nombreux pays sont en quête de solutions pour inverser la tendance.

- **Présent sur 4 continents, EDF accompagne ce mouvement de transition énergétique en exportant son savoir-faire dans le nucléaire, les énergies renouvelables et les services énergétiques.**

  À l'international, véritable terrain d'innovation, EDF veut tripler la création de valeur de ses activités (*vs* 2015), en développant de manière ciblée les actifs de production d'énergies renouvelables, nucléaire et services contribuant à la transition énergétique des pays.

  Ans d'ici 2030, le groupe EDF a pour ambition de ne plus avoir d'actifs charbon dans le monde et de contribuer largement au développement des capacités installées renouvelables (dont 1,5 à 2 GW nets d'hydraulique [4]).

  Sur les activités nouvelles EDF vise un portefeuille de 1 million de kits *off-grid* en 2030. Il poursuit le développement de nouveaux marchés tels que les micro-grids, *smart grid*, stockage, hydrogène, mobilité, *smart cities*. Il renforce ses positions dans les activités de services d'efficacité énergétique, de réseaux et les prestations d'ingénierie.

  Sur le plan géographique, EDF veut conforter son ancrage en Europe, en particulier sur les pays cœur (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique) et consolider ses positions en Chine et en Amérique du Nord. EDF veut être un acteur de référence dans un nombre limité de pays prioritaires en Amérique du Sud, Asie, Afrique et Moyen-Orient, *via* une présence multimétiers significative pour accompagner de manière coordonnée la transition énergétique de ces pays cibles.

- **EDF s'est engagé à mettre fin aux activités de production d'électricité à base de charbon du Groupe d'ici 2030.** En France, le gouvernement a engagé, conformément à la SNBC [5], l'arrêt de l'activité de production d'électricité à partir de charbon d'ici fin 2022 [6]. EDF mène en complément une politique d'innovation soutenue en investissant dans les bioénergies et les technologies innovantes de captation carbone et s'est engagé dans la voie du thermique décarboné.

- **Le groupe EDF investit massivement dans la transition énergétique.** En 2021, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2020). Se reporter à la note 20.4 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2021 figurant aux sections 6.1 et 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie ».

  Sur l'ensemble des pays où il intervient, le groupe EDF met en œuvre une stratégie d'adaptation de ses activités aux impacts du changement climatique. Il travaille à rendre ses installations existantes résilientes à l'augmentation des événements climatiques extrêmes, comme les canicules, sécheresses, tempêtes et inondations. D'autre part, le groupe EDF intègre l'évolution du climat sur le long terme (comme la température moyenne et le niveau des mers) dans la conception de ses nouvelles installations, en particulier celles ayant des durées de vie supérieures à 40 ans, comme les ouvrages hydrauliques et nucléaires. Voir la section 3.1.2 « Adaptation au changement climatique ».

(1) 30,8 GW à fin 2021 sur un total de 117,3 GW en données consolidées.
(2) Y compris énergie marine.
(3) Acteur émission directe et émission ACV (analyse du cycle de vie) qu'il est possible d'estimer à 6 gCO$_2$/kWh (source Ademe).
(4) Hors pays prioritaires en Europe : France, Italie, Royaume-Uni et Belgique.
(5) Introduite par la loi de transition énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas carbone, circulaire et durable. Elle définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 2050 et fixe des objectifs à court-moyen termes : les budgets carbone. Elle a deux ambitions : atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 et réduire l'empreinte carbone de la consommation des Français. Les décideurs publics, à l'échelle nationale comme territoriale, doivent la prendre en compte.
(6) Le dernier bilan prévisionnel de RTE montre toutefois la nécessité de maintenir la centrale de Cordemais jusqu'en 2024, voire 2026, pour des raisons de sécurisation de l'équilibre offre/demande.

Conditions d'exécution de la stratégie du Groupe

La mise en œuvre de la stratégie du Groupe nécessite la poursuite d'un programme d'investissements très significatif sur la période à venir. Elle est donc conditionnée au rétablissement puis au maintien de la structure financière du Groupe. Le plan d'action communiqué par le Groupe le 18 février 2022 qui vise à renforcer la structure bilancielle du Groupe contribuera à cet objectif (voir la section 5.2 « Evénements postérieurs à la clôture »).

Toutefois, l'ampleur et la diversité des risques auxquels le Groupe doit faire face, notamment dans un contexte de marché extrêmement volatil, accompagné de mesures réglementaires ayant un impact significativement négatif sur l'entreprise, marqué par le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées dont les conséquences de toute nature ne peuvent encore être encore pleinement identifiées ni chiffrées, et par les études et travaux que le Groupe doit réaliser sur le parc nucléaire français en lien avec les phénomènes de corrosion sous contrainte récemment identifiés, pourraient avoir des conséquences de toute nature, y compris l'émergence de nouveaux risques ou l'aggravation de risques existants, susceptibles de peser significativement sur la capacité du Groupe à atteindre les objectifs financiers 2022 et 2023 décrits en section 5.5 « Perspectives », et ses objectifs stratégiques à court et long terme décrits au chapitre 1.3, ou rendre a minima nécessaires des actions complémentaires afin de les atteindre.

1.3.2.1 Des priorités stratégiques soutenues par 4 plans et un programme de transformation, en cohérence avec la raison d'être du Groupe et son modèle d'affaires

Ces orientations sont soutenues par **les 4 plans suivants** et un programme de travail stratégique [1] :

LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE	Avec **le plan mobilité électrique** lancé en octobre 2018, le groupe EDF vise 30 % de parts de marché en 2023 dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques sur ses quatre plus grands marchés européens (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique). D'ici 2023, le groupe EDF prévoit de déployer 400 000 points de charge et d'exploiter 20 000 points de *smart charging*. À fin 2021, près de 200 000 points de charge ont été déployés. Enfin, pour sa propre flotte de véhicules légers, EDF déploie le programme EV100 [2] et convertit progressivement ses véhicules thermiques en véhicules électriques avec un objectif de 100 % en 2030.
LE PLAN stockage électrique	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 *off-grid*. 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.
LEPLANSOLAIRE	Avec **le plan solaire**, lancé en 2017, le groupe EDF souhaite devenir le *leader* du solaire photovoltaïque en France avec 30 % de parts de marché [3] du secteur d'ici 2035.
LE PLAN excell	Avec **le plan excell**, annoncé en décembre 2019 et lancé au printemps 2020, EDF met en œuvre les conditions nécessaires 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. Il s'agit d'un enjeu majeur car le nucléaire, énergie bas carbone, doit continuer de jouer pleinement son rôle dans la lutte contre le réchauffement climatique. En 2021, 22 des 25 engagements du plan excell ont atteint voire dépassé la cible fixée grâce à l'engagement des équipes 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 ».

1.3.2.2 La transformation du Groupe

Santé et sécurité, numérique et nouveaux modes de travail, responsabilité et simplification, compétences, modèle de reconnaissance sont les cinq leviers majeurs de la transformation du Groupe.

Pour répondre aux enjeux de l'entreprise et aux nouvelles attentes des clients, des salariés et de toutes les parties prenantes, le Groupe fait évoluer ses pratiques managériales à travers la responsabilisation des équipes et la simplification de ses organisations et de ses modes de fonctionnement. Depuis 2016, de nombreux exemples concrets illustrent cette démarche (introduction du forfait-jours pour les cadres, dynamisation des parcours professionnels, promotion de la mobilité interne et des formations promotionnelles, développement de la signature électronique, simplification de *reportings*).

En 2018, le Groupe a signé un nouvel accord mondial de responsabilité sociétale (« accord RSE ») qui portait des avancées en faveur de la diversité ainsi qu'au bénéfice des salariés du Groupe.

En 2019, un nouveau schéma de dialogue social a été repensé, simplifié et mis en place, en conformité avec le nouveau cadre légal. Voir la section 3.5.3 « Dialogue social ».

En 2020, le Groupe a revu son dispositif d'accompagnement à la mobilité interne. Il a déployé une nouvelle ambition de *leadership* qui accompagne la transformation managériale. Voir la section 3.3.3.6 « Développement des compétences ».

En 2021, le Groupe s'est appuyé sur l'expérience de la crise sanitaire pour donner une nouvelle impulsion à la transformation. En continuant de repenser les façons de faire, en les rendant plus numériques et en donnant le pouvoir d'agir aux équipes pour porter des initiatives de simplification et d'amélioration, le Groupe poursuit la construction d'un cadre de travail efficace et responsabilisant qui suscite l'engagement. L'expérience vécue pendant la crise s'est ainsi traduite en fin d'année par la signature de l'accord collectif « Travailler autrement, Manager autrement ». Voir la section 3.3.1.3.5 « Bien-être, organisation et temps de travail ».

La démarche de transformation s'appuie notamment sur des dispositifs d'animation de réseaux d'acteurs dans la continuité de « Parlons Énergie ». Il s'agit d'une démarche d'intelligence collective, initiée en 2018, pour mobiliser les salariés dans la construction des perspectives à moyen et long terme du Groupe. Voir la section 3.4.1 « Dialogue et concertation avec les parties prenantes ».

Depuis plusieurs années, le Groupe a également porté l'enjeu de l'innovation et de la transformation numérique à un niveau stratégique. Il a revu en profondeur organisation et formation internes. La transformation numérique concerne les salariés et les modes de fonctionnement internes, ainsi que la relation clients, la gestion et la conception des actifs industriels, les services délivrés.

(1) Le programme de travail stratégique se décline en une vingtaine de chantiers, pilotés au niveau du Comité exécutif, concrétisant chacune des trois priorités stratégiques.
(2) 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.
(3) Parts de marché exprimées en capacités brutes installées.
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 8 novembre 2021 « A mi-parcours du plan excell, EDF et la filière nucléaire présentent des résultats concrets et de nouveaux engagements pour 2022 ».

L'année 2019 a ainsi vu la création de l'académie du numérique, dispositif interne dédié à la formation et l'accompagnement des salariés vers les nouveaux métiers du numérique. En 2020, le centre des usages a permis d'accélérer le déploiement des outils et des usages numériques. Il poursuit son action pour renforcer la collaboration dans l'entreprise et faciliter le travail à distance qui se pratique dans l'entreprise.

Le groupe continue de rendre ses processus plus numériques, par exemple en déployant à grande échelle la signature électronique et en automatisant certaines tâches (RPA [1]). Le Groupe aborde les innovations technologiques au travers d'équipes multimétiers chargées de thématiques transverses comme l'Intelligence Artificielle, la *blockchain*, l'Internet des objets (IoT), l'*edge computing*, l'informatique quantique ou encore la 5G.

En 2018, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion de la donnée. Il a mis en place une usine *data analytics* pour la production électrique nucléaire, thermique et renouvelable, avec la mise en commun de compétences. Une deuxième usine a vu le jour pour les données tertiaires (immobilier, achat…). Le Groupe s'est doté, en 2020, d'une Ambition IA pour accélérer dans ce domaine et structurer une démarche pour un usage responsable de l'Intelligence Artificielle. EDF a également ouvert une plateforme d'*open data* à l'occasion de son événement vitrine de l'innovation, les *Electric Days*.

Il s'est engagé en signant la charte Numérique Responsable de l'Institut du Numérique Responsable et a obtenu, en 2021, le label Numérique Responsable soutenu par le ministère de la Transition écologique.

Le groupe EDF est également membre fondateur de Gaia-X [2], une initiative en faveur de l'émergence d'un *cloud* de confiance européen. Il a renouvelé sa présence au Conseil d'administration de cette association et porte activement la notion de « Label de Confiance » ainsi que le *DataSpace Energy*, écosystème de confiance de valorisation des données du secteur de l'énergie.

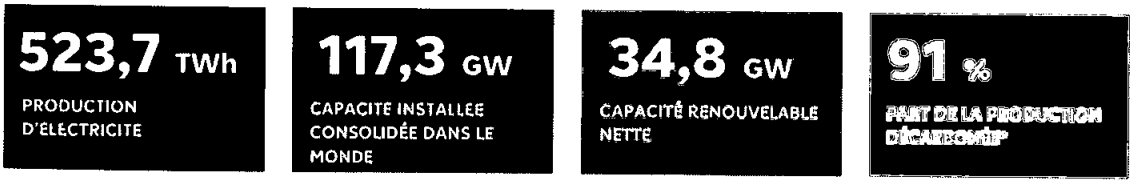
La recherche de performance a toujours été une priorité pour le Groupe. Le contexte économique et financier actuel accroît encore cette exigence. Le Groupe renforce ainsi la maîtrise de ses coûts pour les adapter à son environnement. L'approche est différenciée selon les périmètres considérés (filières supports, entités opérationnelles, etc.). Elle produit des résultats sur le plan de la réduction des charges opérationnelles, de l'optimisation du besoin en fonds de roulement, de l'amélioration du pilotage (pilotage par le *cash*, communauté pilotage de projets, pilotage de la cyber…). Elle a pour ambition de renforcer la compétitivité des activités support et de donner aux métiers des leviers de performance.

Dans le domaine du nucléaire, les années 2020 et 2021 ont été marquées par le déploiement et l'avancement du « plan excell ». Il vise à renforcer la qualité industrielle, les compétences ainsi que la gouvernance des grands projets nucléaires. Voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ».

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 CO_2, grâce à la part du nucléaire et des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Le Groupe entend accélérer fortement le développement des énergies renouvelables, en France et dans le monde, et vise une capacité de 60 GW nets en 2030. Le Groupe prépare également le nucléaire de demain avec l'EPR et le développement des SMR *(Small Modular Reactors)*.



* *Émissions directes de CO_2 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 [3] et de 15 réacteurs en Grande-Bretagne ;
- la construction de réacteurs de type EPR dans le monde et l'exploitation de 2 EPR en Chine [4] ;
- 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 91 % sans émission de CO_2 [5] (93 % dans l'Union européenne) 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).

(1) Robotic process automation.
(2) GAIA-X – European Association for Data and Cloud.
(3) Après l'arrêt définitif des deux tranches de Fessenheim.
(4) Exploitation de 2 EPR en Chine par TNPJVC.
(5) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

Composition et caractéristiques du parc d'EDF en France continentale

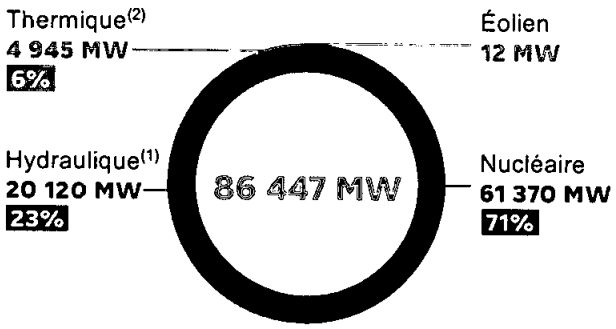
Avec une puissance installée totale de 86,4 GW en France continentale [1] au 31 décembre 2021, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 413,1 TWh[2] en 2021.

Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2021 de :

- 56 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP). Leur puissance électrique varie de 900 MW à 1 500 MW, avec une moyenne d'âge de 36 ans. Voir également la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » ;
- 19 tranches thermiques en fonctionnement. Voir également la section 1.4.1.2 « Production thermique en France continentale » ;
- 427 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 76 ans [3]. Voir également la section 1.4.1.3.1 « Production hydraulique 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-suisses de Chatelôt et Emosson qui représentent un total d'environ 142 MW de capacité installée.

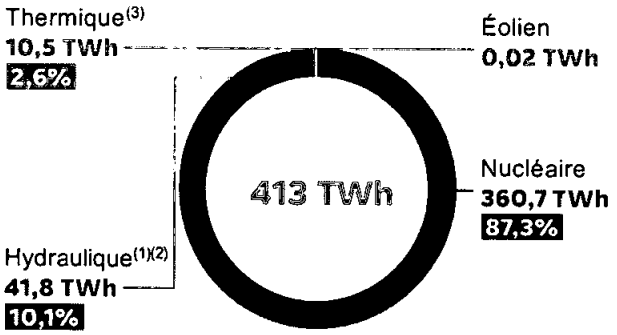
Capacité installée et production d'EDF en France continentale - 2021

Capacité installée



Exprimé en mégawatts de puissance maximale brute du réseau.
(1) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2021, y compris énergie marine : 240 MW
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1 567 MW en 2021

Production d'électricité



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2021
(2) Production pompage compris
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,8 TWh en 2021.
NB : les valeurs sont arrondies

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

1.4.1.1.1 Le plan excell

Annoncé en décembre 2019 et 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.

En octobre 2020, le groupe EDF et la filière nucléaire avaient pris 25 engagements publics, répartis en 5 axes de travail prioritaires. La plupart des engagements du plan excell ont atteint voire dépassé la cible fixée [4]. Les réalisations concernent tous les axes du plan :

- la gouvernance des projets de nouveau nucléaire a été renforcée par la mise en place du Contrôle des Grands Projets ;
- s'agissant des compétences, l'Université des Métiers du Nucléaire (UMN) a été créée en avril 2021 pour dynamiser les offres de formation ;
- le plan excell a permis de définir avec la filière 12 standards pour fabriquer conforme du premier coup. Ils seront déployés dès 2022 avec des contrats plus simples, qui équilibrent la relation entre EDF et ses fournisseurs. 44 d'entre eux ont lancé leur propre plan *Excell in quality*, c'est ainsi toute la filière nucléaire, animée par le Gifen, qui s'est engagée dans la poursuite de l'excellence ;
- facteurs de qualité et de sûreté, la standardisation et la réplication sont systématiquement privilégiées. Dans ce cadre, des catalogues d'usage obligatoire ont été définis afin de rationaliser l'usage des équipements au bénéfice de ceux qui ont fait leurs preuves. Par exemple, la diversité des robinets en catalogue a été divisée par 10, passant de 13 000 à 1 200 références ;
- le plan soudage vise à garantir la qualité de réalisation de bout en bout. La Haute École de Formation Soudage du Cotentin (Hefaïs) a été créée, en partenariat avec Orano, Naval Group et les CMN, et accueillera sa première promotion en septembre 2022.

EDF et toute la filière nucléaire entrent désormais dans la troisième phase du plan excell : consolider les résultats acquis et pérenniser les actions engagées pour rejoindre les meilleurs standards industriels. Cet objectif de capitalisation se traduit par 30 engagements à tenir d'ici mi-2022, dont les deux tiers s'inscrivent dans le prolongement direct de ceux pris en 2021.

L'intégralité des engagements est disponible à l'adresse suivante : https://www.edf.fr/plan-excell. Voir aussi la section 3.4.3.2.1 « Adaptation des compétences (Plan excell) ».

(1) EDF hors Corse et Outre-mer.
(2) Consommation du pompage hydraulique comprise.
(3) Moyenne arithmétique.
(4) Voir le communiqué de presse du 8 novembre 2021 « À mi-parcours du plan excell, EDF et la filière nucléaire présentent des résultats concrets et de nouveaux engagements pour 2022 ».

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 2021 constitue 88,6 % de sa production totale d'électricité (nette de la consommation liée au pompage hydraulique) et 87,3 % pompage compris.

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

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW, composé de 32 tranches en exploitation (soit une puissance totale de 29 010 MW) d'un âge moyen de 39 ans ;
- le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches en exploitation (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 33 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 21 ans, composé de 4 tranches en exploitation (soit une puissance totale de 5 990 MW).

Soit un ensemble de 56 tranches en fonctionnement, réparties sur 18 sites [1], propriétés d'EDF, et constituant une puissance totale autorisée de 61 370 MW au 31 décembre 2021. Avec un âge moyen d'environ 36 ans, le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.



Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (VD) des tranches **à fin 2021** sont les suivantes [2] :

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	Cruas 3	1984	2014	VD4
Bugey 3	1979	2013	VD4	Cruas 4	1985	2016	VD4
Bugey 4	1979	2021	VD5	Chinon B3	1987	2020	VD4
Bugey 5	1980	2011	VD4 en cours	Chinon B4	1988	2020	VD4
Dampierre 1	1980	2011	VD4 en cours	Paluel 1	1985	2016	VD4
Gravelines 1	1980	2011	VD4 en cours	Paluel 2	1985	2018	VD4
Gravelines 2	1980	2013	VD4	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	2012	VD4	Flamanville 1	1986	2018	VD4
Dampierre 3	1981	2013	VD4	Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
Dampierre 4	1981	2014	VD4	Flamanville 2	1987	2020	VD4
Tricastin 3	1981	2012	VD4	Cattenom 1	1987	2016	VD4
Tricastin 4	1981	2014	VD4	Cattenom 2	1988	2018	VD4
Gravelines 3	1981	2012	VD4	Nogent 1	1988	2019	VD4
Gravelines 4	1981	2014	VD4	Belleville 1	1988	2021	VD4
Blayais 1	1981	2012	VD4	Belleville 2	1989	2019	VD4
Blayais 2	1983	2013	VD4	Nogent 2	1989	2020	VD4
Blayais 3	1983	2015	VD4	Penly 1	1990	2011	VD3 en cours
Blayais 4	1983	2015	VD4	Cattenom 3	1991	2021	VD4
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4	Golfech 1	1991	2012	VD3
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Chinon B1	1984	2013	VD4	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
Gravelines 5	1985	2017	VD4	Civaux 1	2002	2011	VD2 en cours
Gravelines 6	1985	2018	VD4	Civaux 2	2002	2012	VD2

(1) Après la mise à l'arrêt définitif en 2020 des deux tranches 900 MW de Fessenheim.
(2) Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont en cours de déconstruction. La centrale de Fessenheim a également été mise à l'arrêt en 2020 (voir dans la section 1.4.1.1.2.3-C « La déconstruction des centrales nucléaires »).

- À fin 2021, toutes les tranches 900 MW en exploitation ont passé leur troisième visite décennale. En 2019, la première VD4 a été réalisée avec succès sur Tricastin 1. La seconde s'est déroulée en 2020 à Bugey 2 et s'est achevée en début d'année 2021. Les VD4 900 se sont poursuivies en 2021 à Tricastin 2, Bugey 4 et Dampierre 1 (terminée en février 2022). Les VD4 de Bugey 5 et Gravelines 1, débutées en 2021, se termineront début 2022.
- Sur le palier 1 300 MW, quinze VD3 ont été réalisées (dont Belleville [1] et Cattenom 3 en 2021). Une VD3 était en cours de réalisation à fin 2021 (celle de Perly 1), et quatre autres restent à réaliser.
- Sur le palier N4, deux VD2 ont été réalisées, à Chooz 1 et Chooz 2. Celle de Civaux 1 est en cours et celle de Civaux 2 reste à réaliser.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux INB (Installation Nucléaire 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 assure notamment la prévention de la sécurité, la santé et la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement (cités « intérêts protégés »).

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.

Au 31 décembre 2021, EDF compte dans son parc 10 tranches nucléaires en participation (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 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production est de mettre à disposition des partenaires la part de l'énergie produite leur revenant effectivement, en fonction de la part de la puissance qui leur est réservée. Cette mise à disposition s'effectue en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc et assument les risques liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

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). EDF met à la disposition des partenaires une énergie définie par le niveau de la disponibilité de tout ou partie d'un parc de référence, appliqué à la part de puissance réservée aux partenaires sur les tranches concernées. Ces contrats concernent principalement les centrales 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 %).

L'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible puisqu'il représente 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 « Les enjeux du nucléaire » – « Les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire ».

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 thermosensibilité, avec la disponibilité des ressources de maintenance et l'utilisation efficiente du combustible en réacteur. À cet effet, EDF a retenu pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois dont la répartition était la suivante à fin 2021 :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 4 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt, permettant 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 campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement 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 d'une durée normative [4] d'environ 85 jours : elle est consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance.

Tous les dix ans, la centrale est arrêtée afin d'effectuer une visite décennale [5] (VD) pour une durée de l'ordre de 180 jours [6] en moyenne. Cette durée 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 réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement de gros composants.

À l'issue de chaque VD, il revient à l'ASN de donner son accord sur le redémarrage du réacteur et d'émettre 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'arrêté 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 régulièrement réalisées sur site, programmées ou inopinées notamment à l'occasion des événements périodiques de surveillance et de réévaluation de la sûreté, préalables 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 ;
- enfin, en cas de situation d'urgence, l'ASN contrôle les opérateurs de mise en sûreté de l'installation mises par l'exploitant. Elle informe le public de la situation et assiste le Gouvernement. En particulier, elle adresse aux autorités ses propres 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 et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 360,7 TWh en 2021, en hausse de 25,3 TWh par rapport à 2020. L'augmentation de la production en 2021 par rapport à 2020 est due notamment à :

- une meilleure disponibilité du parc nucléaire ;
- une diminution des pertes dites environnementales, en raison de conditions climatiques plus favorables ;
- une moindre modulation du parc dans un contexte de prix de marché élevés.

Par ailleurs, la crise sanitaire Covid a induit un programme d'arrêts plus chargé en 2021 suite aux décalages de plannings décidés en 2020.

Les principaux faits marquants ayant affecté la production en 2021 sont :

- la découverte d'un phénomène de desquamation d'assemblages combustibles sur le réacteur de Chooz 2. Ce phénomène, dû à une oxydation accélérée de la gaine des assemblages (appelée M5), a occasionné une perte de production estimée à 5,4 TWh sur cette tranche. Il a affecté d'autres réacteurs nécessitant des contrôles spécifiques (sans impact sur la production) ;
- la prolongation de l'indisponibilité de Flamanville 1 qui a occasionné une perte de 3,9 TWh ;
- l'arrêt fortuit de Chooz 1 pour intervenir sur le couvercle de cuve s'est poursuivi en 2021 avec une perte de production de 2,2 TWh ;
- la mise à l'arrêt des réacteurs de Civaux 2 (en novembre 2021), Chooz 1 (décembre 2021) et Chooz 2 (décembre 2021) à la suite de la découverte d'indications de corrosion sous contrainte des circuits RIS [1] de Civaux 1 au cours de sa visite décennale. Ces arrêts fortuits ont eu un impact total de 2,5 TWh en 2021.

Concernant les arrêts de tranche, les performances restent en deçà des objectifs. Plusieurs réacteurs ont connu des dépassements supérieurs à 60 jours dont Cruas 1 (VP), Civaux 2 (VP), Gravelines 4 (VP), St Laurent B1 (VP), Golfech 2 (VP), Cattenom 2 (ASR). On notera toutefois les performances de Tricastin qui a réalisé la visite partielle du réacteur 1 avec 25 jours d'avance sur le planning initial.

Le programme de transformation Start 2025 est un plan pluri-annuel qui vise à améliorer la maîtrise industrielle des arrêts de tranche et à en améliorer durablement les performances.

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) encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible [2] 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 67 % en 2021, est en hausse par rapport à celui de 2020 (61,6 %). Il est la résultante d'un Kd de 72,9 %, en hausse par rapport à 2020 (71,9 %) et d'un Ku de 92,2 %, également en hausse par rapport à celui de 2020 (85,7 %).

Indications de corrosion sous contrainte (CSC) détectées dans plusieurs réacteurs nucléaires

À la suite de la découverte d'indications de corrosion sous contrainte des circuits RIS [1] de Civaux 1 au cours de sa visite décennale, il a été décidé la mise à l'arrêt des réacteurs de Civaux 2 (en novembre 2021), Chooz 1 (décembre 2021) et Chooz 2 (décembre 2021) [3]. Les contrôles réalisés sur ces réacteurs ont fait apparaître des indications similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de Penly (palier 1 300), des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des indications similaires sur le circuit RIS [4].

Après analyse des résultats d'examens non destructifs réalisés lors des dernières visites décennales des 56 réacteurs du parc nucléaire et les résultats des dernières expertises en laboratoire, EDF a établi une liste priorisée des réacteurs sur lesquels des contrôles seront repris :

- lors de leurs arrêts programmés : Bugey 3, Flamanville 1 et Flamanville 2
- lors d'un arrêt spécifique : Chinon 3, Cattenom 3 et Bugey 4

En outre, EDF poursuit la définition d'un plan de contrôles à l'échelle du parc nucléaire, avec l'objectif de les réaliser d'ici la fin de l'année 2022, à l'occasion d'arrêts programmés pour maintenance et renouvellement du combustible de plusieurs réacteurs du palier 1300 MW et du palier 900 MW. EDF poursuit ses études pour compléter ses connaissances sur le phénomène et a engagé le développement de nouveaux moyens de contrôle par ultrason permettant de mesurer la profondeur des fissures. EDF prévoit de contrôler ses réacteurs avec ces nouveaux moyens à compter de septembre 2022 et ce jusque fin 2023.

Les échanges techniques se poursuivent avec l'Autorité de sûreté nucléaire, qui est régulièrement tenue informée des résultats des contrôles et expertises.

À la date du dépôt de ce document, le Groupe est en attente des retours de l'instruction menée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire sur les indications de corrosions sous contrainte et les mesures correctrices envisagées.

Le programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte constitue un risque majeur en termes de production nucléaire. Il a conduit le Groupe à revoir son estimation de production nucléaire pour 2022 et 2023 [5]. A date, le Groupe n'est pas en capacité d'analyser les impacts au-delà de 2023.

Ce risque auquel le Groupe est confronté est décrit dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » au risque 5A « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) ».

1.4.1.1.2.2 Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection

Les risques attachés à l'environnement, la sûreté nucléaire et la radioprotection sont décrits au chapitre 2 au risque 5C "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 puis a 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« Les enjeux du nucléaire » – « Le cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » et « La déconstruction des centrales nucléaires ».

(1) Le circuit d'injection de sécurité (RIS) est un circuit de sauvegarde qui permet d'assurer le refroidissement du réacteur en cas d'accident.
(2) 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.
(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 15 décembre 2021 « Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauterie d'un circuit de sauvegarde ».
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 13 janvier 2022 « EDF actualise son estimation de production nucléaire en France pour 2022 ».
(5) Voir les communiqués de presse d'EDF des 7 et 11 février 2022.

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 à la mise en place par EDF d'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.

Cadre réglementaire

La transparence en matière nucléaire

Le Code de l'environnement comporte des dispositions spécifiques issues des articles 19 et suivants de la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire visant 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 comme notamment le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), ainsi que les commissions locales d'information 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.

- À titre d'exemple, EDF réalise tous les quatre ans, pour chaque unité nucléaire [1], des évaluations globales d'excellence. Elles se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, mène des échanges avec les salariés du nucléaire. Ils 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. Les efforts déployés par EDF ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur (nombre divisé par quatre en une vingtaine d'années). En 2021, ils se sont élevés à 27 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. 515 inspections dont 26 nationales ont eu lieu en 2021 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF (463 en 2020 dont 6 nationales) ;
  - › un processus de réexamen périodique (décennal) afin de renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires 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. A 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 réglementaire 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 peut fixer à l'exploitant des prescriptions complémentaires. Voir dans la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France » le cadre réglementaire sur l'ASN. Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales. Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ».
- À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :
  - › les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique) sont effectuées à la demande de l'État français. Ils ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En 2021, 2 OSART ont été réalisées (Paluel, Belleville) ;
  - › les visites internationales « revues de pairs » (*peer reviews*) menées par la WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF. Elles portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. En 2021, il y a eu 2 missions de *Follow Up* [2] (Bugey, Dampierre) et 5 *peer reviews* (Chinon, Flamanville, Cattenom, Saint-Alban, Blayais).

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 préfectures. En 2021, 14 exercices d'ampleur nationale ont été organisés dont 1 en appui des exploitants CGN (Chine) et 1 avec ESKOM (RSA).

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 par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la 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.

(1) Il s'agit des CNPE, Centres nucléaires de production d'électricité.
(2) Les missions de *follow-up* sont des missions de suivi des recommandations émises dans le cadre des missions de revues par les pairs (et inscrites dans un rapport de mission).

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, afin 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, avec une proposition de classement sur l'échelle INES [1] (échelle 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, parmi l'ensemble des événements significatifs qui surviennent, 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 2021, EDF a déclaré en France 752 événements significatifs pour la sûreté (ESS), en amélioration par rapport aux 745 ESS de 2020. Aucun ESS de niveau 2 sur l'échelle INES (1 en 2020) et 79 ESS niveau 1 sur l'échelle INES (91 en 2020) ont été déclarés.

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 et même jusqu'à 24 mois pour les postes clefs (ingénieur sûreté, opérateur, ...), chaque salarié doit suivre des recyclages obligatoires de fréquence annuelle, biannuelle ou triannuelle en fonction des métiers et des domaines.

Les résultats 2021 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 [2].

La radioprotection

La mobilisation des différents acteurs permet de poursuivre la dynamique d'amélioration de la dosimétrie (propreté des installations, respect du temps/distance, améliorations des matériaux, optimisation de l'installation d'écrans de plomb etc.). Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2021, la dose collective moyenne est de 0,71 homme-sievert par réacteur. La dose individuelle moyenne (EDF plus prestataires) reste inférieure à 1 mSv (0,96 mSv). La dose horaire sur l'année a été stable, et reste la 2e valeur la plus basse atteinte sur le parc avec 5,8 µSv par heure travaillée en zone contrôlée.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective parallèlement à un volume de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation en augmentation. EDF souhaite en outre continuer à diminuer les expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire. Elle est fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier. Ainsi tout au long de l'année 2021, et sur 12 mois glissants, aucun intervenant (salariés d'EDF et des entreprises prestataires) n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort portera de préférence sur l'assainissement des circuits.

Cadre réglementaire

La règlementation 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 les rayonnements, régie par le Code de la santé publique, repose principalement dans la mise en œuvre 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 (article R. 1333-11 du Code de la santé publique) et fixent 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.

1.4.1.1.2.3 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.

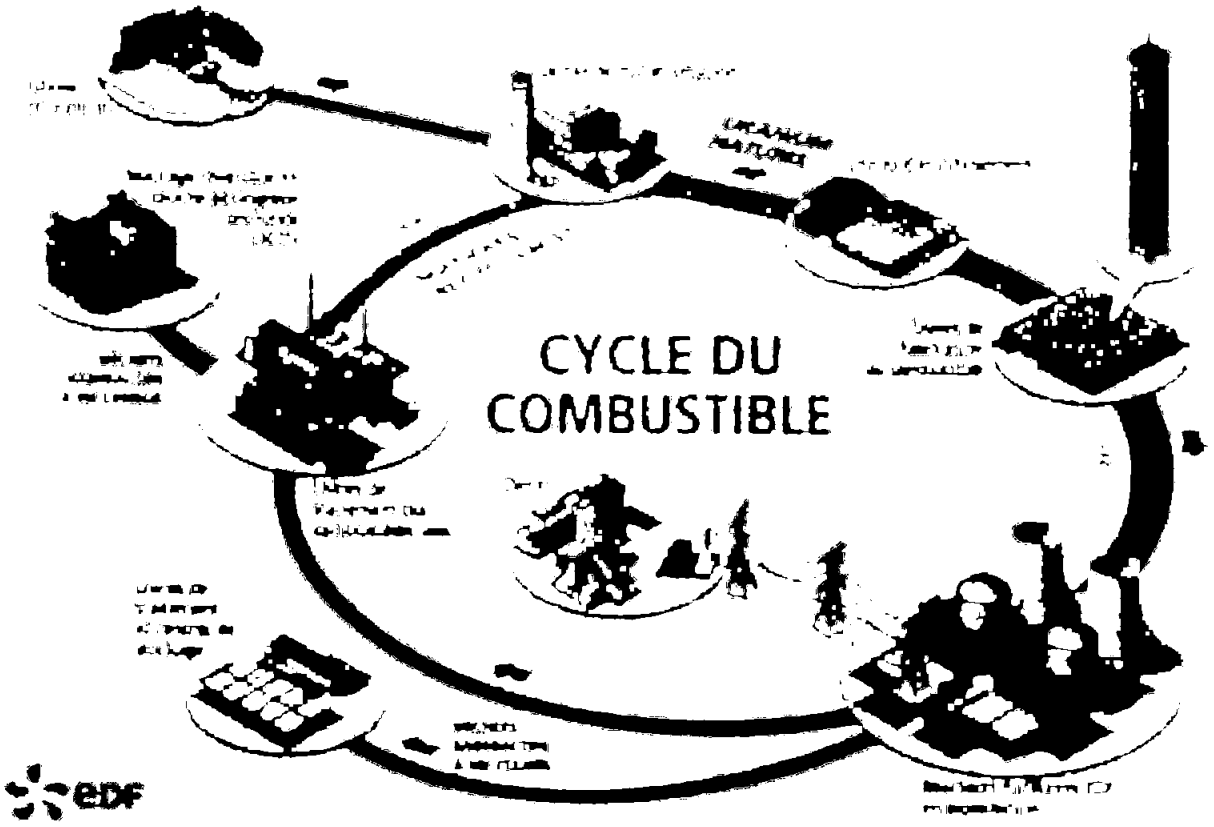
Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle comprend l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- 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 ;
- 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 coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8). Les transformations en produits plus élaborés sont confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, enrichissement et fabrication). EDF assure les opérations de cœur de cycle. EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

(1) *International Nuclear Event Scale*

(2) Par exemple pour le rapport 2020 : https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/nucleaire/notes%20d%27information/rapport-2020-fr-v08b-web.pdf



L'amont du cycle

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF 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 du portefeuille d'approvisionnement en uranium naturel 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. De ce fait, les effets des variations des prix de marché de l'uranium naturel sur les coûts d'approvisionnement sont atténués. Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couverture du risque de change sur ses approvisionnements en uranium.

EDF est attentif à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière afin de contribuer à une démarche globale de progrès dans ce secteur. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec la WNA (*World Nuclear Association*). Voir la section 3.4.2.3.4 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

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, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

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 a 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 premiers chargements d'assemblages sont prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation de modifications techniques et de l'obtention des autorisations nécessaires de la part de l'Autorité de sûreté. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs concernés en 2018. Dans l'attente de la reprise effective de la filière, l'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable.

L'exploitation sur 50 ans du palier 1 300 MWe [1] qui s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'Uranium de Retraitement Enrichi dans les réacteurs 1 300 MWe, et l'atteinte des jalons industriels significatifs de la reprise de la filière (notamment la mise en service de l'usine de vitrification des résidus de TENEX sur le second semestre 2021) permettent de confirmer que l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière sont dorénavant remplies.

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 principal est Westinghouse.

L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point (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.

(1) Traduite dans les comptes au 30 juin 2021.

L'aval du cycle

Les risques associés à l'aval du cycle sont décrits au chapitre 2 Risque 5B - "Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés" et au Risque 5D "Maîtrise du cycle du combustible".

Cadre réglementaire

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets issus de ce traitement sans transfert possible à l'État ou dans le temps en sa qualité de producteur desdits déchets. Orano est chargé du traitement des combustibles usés et l'ANDRA 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

En matière de cycle du combustible, 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, et notamment du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (principe de « l'égalité des flux »). Les capacités de recyclage des tranches nucléaires du parc français conduisent à traiter environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an.

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales, puis dans celles de l'usine de traitement d'Orano à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur une échelle de temps séculaire. Une dizaine d'années après leur déchargement du réacteur, les combustibles usés à l'uranium naturel enrichi sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. EDF et Orano ont signé en février 2016 un contrat d'application couvrant la période 2016-2023 ainsi que les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés.

En complément, 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 combustible usé de grande capacité. Avec une durée prévisionnelle d'exploitation 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 [1]. Cet entreposage est effectué dans l'attente d'un multirecyclage dans les réacteurs à eau sous pression de 3e 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 [2] (du 17 avril au 25 septembre 2019). Le ministère de la Transition écologique et l'ASN ont publié leurs conclusions le 21 février 2020 en actant notamment *« 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 engagé le processus de consultation du public pour une implantation à La Hague (Manche), dans le périmètre du site d'Orano. En effet, le 3 mars 2021, la CNDP, saisie par EDF début 2021, a décidé que le projet ferait l'objet d'une concertation préalable qui a débuté le 22 novembre 2021. Faisant suite à une proposition d'EDF, la CNDP a décidé de suspendre la concertation préalable le 3 février 2022 sur son site Internet (debatpublic.fr), afin de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées au cours de la concertation, et de disposer du temps nécessaire à leur mise en place. Cette décision s'inscrit dans la démarche entreprise par EDF qui vise à renforcer le dialogue ouvert avec les citoyens, les élus et les associations sur le projet. La concertation préalable reprendra le 20 juin 2022 jusqu'au 8 juillet 2022, après les périodes électorales, selon des modalités qui seront précisées au printemps 2022. Cette concertation est un préalable au dépôt par EDF d'une demande d'autorisation de création de l'installation en vue d'une mise en service de l'installation en 2034.

Le coût de construction de l'installation, évalué à 1,25 milliard d'euros$_{2020}$, est compris dans la trajectoire financière du Grand Carénage.

Afin de conserver des marges de manœuvre dans l'entreposage du combustible usé, Orano, à la demande d'EDF, développe une technique lui permettant de densifier ses piscines existantes à La Hague et, pour la première fois en France, il étudie la possibilité d'entreposer du combustible usé à sec. Le dossier d'options de sûreté portant sur le projet de densification des piscines de la Hague a été expertisé par l'IRSN [3] qui, dans son avis rendu le 28 mai 2021, considère que les options de sûreté retenues pour ce projet sont convenables. Les scénarios d'entreposage à sec et de densification font l'objet de provision.

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 : des déchets HA (Haute Activité) aux déchets TFA (Très Faible Activité) en passant par les déchets FA (Faible Activité) et MA (Moyenne Activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période d'activité dépasse 31 ans.

Déchets de Haute Activité (HA) et de de Moyenne Activité à Vie longue (MAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HA qui assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. À titre d'illustration l'ensemble des déchets HA ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel, représente un volume d'environ 9 300 mètres cubes (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère donc environ 3 mètres cubes de déchets HA).

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Des déchets MAVL sont aussi issus de certaines opérations d'exploitation, de maintenance et du démantèlement. À titre d'illustration, le volume total des déchets MAVL, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement des installations arrêtées, dont les réacteurs Uranium Naturel-Graphite-Gaz et ceux issus du parc REP actuel, en prenant en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales et les opérations de démantèlement, représente environ 37 000 mètres cubes. En comparaison aux déchets HA, ils dégagent moins de chaleur, et se prêtent de ce fait plus rapidement à une mise en stockage.

- **Le projet Cigéo**

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 dans l'attente du stockage en couche géologique profonde, actuellement prévu dans le projet du Centre industriel de stockage géologique (Cigéo) de l'ANDRA. 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, jusqu'à leur démantèlement, dont ceux issus du traitement des combustibles usés utilisés dans les centrales nucléaires. Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu, par la loi 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.

Il est prévu que ce centre soit implanté dans l'est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne. 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, situées 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.

(1) Piscine d'entreposage de combustible de la centrale de Creys-Malville.
(2) Commission nationale du débat public.
(3) IRSN : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire.

Le planning de référence de l'ANDRA prévoit, à l'horizon 2030, une phase industrielle pilote, puis le début de la chronique de livraison des premiers déchets (les producteurs ont en référence, à date, une réception des premiers colis de déchets en 2031). Il est à noter qu'un éventuel décalage de cette date de quelques années n'aurait pas d'impact significatif ni sur la capacité d'EDF à entreposer les déchets concernés en amont, ni sur la valeur actualisée des montants financiers à provisionner.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le dossier d'options de sûreté de Cigéo. L'ASN a estimé que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Il convient de 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. Le groupe d'expert mandaté par la DGEC en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes 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 d'ores et déjà en cours sur ce sujet.

La revue de conception détaillée, organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants, 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 dans le cadre de la préparation du dépôt de cette demande.

Le dossier associé à la demande de déclaration d'utilité publique a été déposé par l'ANDRA auprès des pouvoirs publics en août 2020. L'avis du 13 janvier 2021 de l'Autorité environnementale souligne le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Il émet une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique. La contre-expertise de l'Évaluation Socio-Économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) a donné lieu à un avis favorable *« tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport »*, soulignant que *« le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires »*. L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, avec un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Plus tôt dans l'année 2021, la Conférence de citoyens sur la phase pilote organisée par l'ANDRA entre mai et juillet a émis un « Avis citoyen ». Deux consultations en ligne du public ont eu lieu sur la gouvernance et la phase pilote de mai à septembre.

Concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 opère notamment 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 moyenne activité à vie longue par la suppression des fourchettes minimale et maximale (5-50) du coefficient multiplicateur. Ces dispositions législatives restent encore à préciser par décret en Conseil d'État.

- **ICEDA**

Les déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion du combustible) et de la déconstruction des centrales sont conditionnés et entreposés à ICEDA. Située sur le site de Bugey, l'installation a été mise en service en 2020 et a accueilli ses premiers déchets. La décision ASN approuvant et encadrant le conditionnement à ICEDA des déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) en colis C1PG[3] a été reçue le 19 juillet 2021. Le premier colis C1PG[3] contenant des déchets activés provenant de Chooz-A a été bouché le 21 septembre 2021. La première campagne de conditionnement de déchets (issus de Chooz-A et Fessenheim) s'est tenue en décembre 2021.

Déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir ci-après la section « La déconstruction des centrales nucléaires »). L'ANDRA a transmis, pour avis à l'ASN, en juillet 2015 un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage sur un site situé dans la région de Soulaines dans l'Aube. Actuellement, les travaux se poursuivent, dans le cadre du PNGMDR[1], pour identifier les déchets qui pourraient y être accueillis. Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus finement l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis des gains significatifs qui permettent de réinterroger la possibilité de stocker une partie du graphite (notamment celui du réacteur de Chinon A2) dans le centre de surface existant.

L'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020 sur les études relatives à la gestion des déchets FAVL rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018, ainsi que les orientations proposées par les maîtres d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5e édition du plan, proposent un calendrier précis sur les prochaines étapes qui permettront de consolider la stratégie de gestion de ces déchets particuliers.

Elles fixent à l'horizon 2023 :

- la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence qui seront présentés au groupe de travail (GT) PNGMDR[2]. Ils permettront de mettre en exergue les options de gestion envisageables, y compris *via* le recours à des options déjà existantes comme le centre de stockage de l'Aube, les stockages décentralisés, le Cires (centre de stockage des déchets TFA) ainsi que les besoins de concepts complémentaires ;
- la production d'un dossier par l'ANDRA (d'un niveau de maturité correspondant à un avant-projet sommaire) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines, à partir d'un inventaire de déchets que l'ANDRA proposera. Pour l'élaboration de ce dossier, l'Andra tiendra compte de la possibilité d'échelonner la construction de ce stockage par la construction de modules indépendants, adaptés à chaque typologie de déchets, avec une mise en œuvre par campagnes adaptées aux différentes familles de déchets.
- Elles indiquent également que si, en application de ce schéma de gestion, de nouveaux sites de stockage devaient être envisagés, l'ANDRA lancera une démarche de recherche de sites et des études de faisabilité, puis de conception, pour ces sites. Si cette option de gestion est confirmée, s'agissant du site de stockage de la communauté de communes de Vendeuvre-Soulaines, l'Andra remettra un dossier d'options de sûreté pour le déploiement d'un stockage de déchets FAVL, d'un niveau de maturité correspondant à un avant-projet détaillé, à une date fixée par la prochaine édition du PNGMDR.

Si cette démarche ne donne pas encore de visibilité précise sur la date de disponibilité des exutoires, elle permettra en 2022-2023 de disposer des éléments de l'ANDRA concernant les solutions de gestion envisageables et de les mettre en œuvre à un horizon de temps compatible avec la date d'extraction des briques graphite des réacteurs, avec le maintien de deux options principales pour le graphite de la tête de série de Chinon A2 (TTS) (FAVL ou CSA). Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour les premiers emplacements graphite de Chinon A2 extraits à l'horizon 2040 est un stockage au CSA. Il a également été pris en compte le risque de construction d'un entreposage temporaire sur Chinon. L'ensemble des provisions couvre également un scénario de stockage direct dans un stockage FAVL de subsurface modulaire.

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.) et de leur déconstruction (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ils sont stockés en surface dans les centres de stockage de Soulaines et Morvilliers dans l'Aube exploités par l'ANDRA.

Dans un objectif de réduction des 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). 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 et d'asseoir le développement des activités du Groupe, en interne et externe, en matière de traitement des déchets et de démantèlement. À cet effet, en 2019, les filiales Cyclife Engineering et Graphitech 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 Engeneering), et pour le démantèlement des réacteurs graphite (Graphitech). En 2020, Cyclife SAS a acquis également 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 a été signé le contrat d'acquisition par Cyclife SAS de la société d'ingénierie Aquila au Royaume-Uni. Cette nouvelle acquisition permet ainsi de renforcer la position de Cyclife en Angleterre sur le secteur de l'ingénierie nucléaire.

Le 30 novembre 2021, EDF a par ailleurs annoncé la prochaine création d'une nouvelle filiale dans le domaine de la gestion des déchets, co-détenue à 50 % par Cyclife SAS et Asteralis. Cette filiale, Waste2Glass, a pour objectif de développer de nouvelles filières de gestion de déchets par vitrification basée sur les procédés Geomelt et MVS détenus par Véolia.

(1) Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
(2) Le groupe de travail PNGMDR comprend notamment des associations de protection de l'environnement, des représentants d'élus et des autorités d'évaluation et de contrôle, aux côtés des producteurs de déchets (Orano, EDF, CEA essentiellement) et de l'ANDRA.
(3) Société codétenue par EDF et Veolia.

Par ailleurs, 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, plusieurs projets de textes réglementaires permettant la valorisation des métaux TFA ont fait l'objet d'une consultation du public qui s'est déroulée du 4 janvier au 4 février 2021 puis d'avis favorables du Conseil supérieur de prévention des risques technologiques (CSPRT) et de l'ASN. Le 15 février 2022, le décret définissant les catégories de substances éligibles à une valorisation et l'arrêté fixant les modalités de demande de dérogation nécessaire à la valorisation de ces substances ont été publiés. Dans ce contexte, EDF poursuit les études engagées en vue de construire une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, en France et à l'étranger. 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, avec une implantation envisagée sur le site de Fessenheim.

Enfin, EDF mène des activités de R&D en propre, et avec un réseau de partenaires (exploitants nucléaires, industriels, TPE/PME, acteurs institutionnels et académiques), sur les deux thématiques de la gestion des déchets radioactifs et de la déconstruction. *Leader* reconnu sur ces domaines, EDF participe à sept projets européens. L'objectif est d'augmenter la performance des projets de gestion des déchets et de démantèlement, de développer son expertise et de 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. Voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 à la section 6.1.

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

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie notamment sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant la poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation après 40 ans ;
- la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, notamment par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon ;
- la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence.

Le 10 février 2022 [1], EDF et GE ont annoncé la signature d'un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power. L'opération envisagée porterait sur les équipements d'îlots conventionnels de GE Steam Power pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que sur la maintenance et les mises à niveau des centrales nucléaires existantes (hors continent américain). Compte-tenu du contexte lié au conflit ukrainien, voir également la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

La poursuite du fonctionnement des tranches en exploitation après 40 ans

Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consécutives à l'accident de Fukushima

Le 15 septembre 2011, suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, EDF a remis à l'ASN, sur sa demande, un rapport d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour chacun de ses 19 sites de production nucléaire, englobant les réacteurs en exploitation et ceux en construction.

La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur un principe d'amélioration continue. Les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales. Elles tirent les enseignements des incidents et accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction, à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de sûreté.

Ainsi, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves.

Ces évaluations ont également amené à rechercher si certaines modifications des scénarios envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, conduiraient à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise »).

Elles ont enfin amené à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens périodiques, pratiqués en France depuis la fin des années 1980. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté, afin d'élever encore le niveau de sûreté des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'*« à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles »*. Dans le même temps, l'ASN considère que *« la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes »*.

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir la section 1.4.1.1.2.2 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »). Le « noyau dur » est constitué de structures, systèmes et composants de la centrale robustes dans des situations étudiées dans le cadre des ECS. Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de 600 prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'actions post-Fukushima. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise résistant à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra notamment comprendre, pour chaque tranche, des moyens électriques « bunkerisés ».

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

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 (« référentiel de sûreté »).

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu, d'une part, de l'investissement important réalisé lors des troisièmes visites décennales ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et d'autre part des besoins énergétiques de la France. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de R&D. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

La poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel doit permettre, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté nucléaire, de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue.

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 MW 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 REP 900 MW en France (hors Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF pour chacune des tranches nucléaires concernées.

Cet allongement s'appuyait sur la capacité technique des installations du parc REP 900 MW à fonctionner 50 ans au moins, confortée par les *benchmarks* internationaux, ainsi que sur les investissements progressivement engagés dans le cadre du programme « Grand Carénage ». Ces investissements ont pour objectif de permettre au palier REP 900 MW d'atteindre un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR et parmi les plus élevés au plan international à l'issue de la quatrième visite décennale (VD4).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 10 février 2022 « EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power ».

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW au-delà de leur quatrième réexamen périodique. 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 »*.

Tricastin 1 est la première tranche du palier 900 MW à avoir réalisé sa VD4 avec succès en 2019. Les enseignements tirés de la VD4 de Tricastin 1 ont été déployés sur les VD4 de Bugey, Gravelines et Dampierre. 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.

Le Président de la République a annoncé, lors de son discours du 10 février 2022 sur le site de General Electric Steam Power 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 »*

Le Président de la République a également précisé à cette occasion 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 de durée de vie.

En 2021, le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MW a été engagé avec l'ASN. La tête de série (TTS) est prévue à Paluel en 2026. De même l'instruction du passage des 30 ans du palier 1 450 MW a été initiée avec une TTS prévue en 2029. Ces 2 instructions ont fait l'objet d'un retour d'expérience partagé entre l'ASN, l'IRSN et EDF pour bénéficier de l'instruction réalisée sur le palier 900 MW.

La standardisation et l'industrialisation des sujets d'instruction entre les différents paliers permettent d'améliorer la capacité à déployer des solutions techniques identiques et éprouvées, et de mieux assimiler pour l'exploitant ces mises à niveau conséquentes sur les installations. L'analyse des impacts sociaux, organisationnels et humains est un sujet à part entière du dossier des réexamens périodiques.

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 REP 1 300 MW (voir note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021). Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.

La durée d'amortissement du palier 1 450 MW est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies. Son allongement ultérieur reste un objectif industriel du Groupe.

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 », destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, sous les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement. 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 ainsi que des procédures spécifiques liées au fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

Coût du programme

Le montant initial du programme était de 55 milliards d'euros$_{2015}$ (soit 60 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement [1], recouvrant à la fois, sur le parc nucléaire existant, les investissements de maintenance courante et ceux nécessaires à la prolongation de la durée de fonctionnement (remplacement des générateurs de vapeur, VD4 900, VD3 1300).

Les travaux d'optimisation conduits ensuite (réduction et reports) ont permis de réviser à la baisse l'enveloppe initiale sur la période 2014-2025 à environ 45 milliards d'euros$_{2015}$ (soit 48 milliards d'euros courants). Cette révision a été obtenue notamment grâce aux efforts permanents d'optimisation des solutions techniques retenues et des stratégies de remplacements de composants, et à la plus grande finesse de leur déploiement intégrant les capacités du tissu industriel. Il a également été tenu compte de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim en 2020.

En 2020, EDF a réajusté le coût du programme « Grand Carénage » sur la période 2014-2025 à 49,4 milliards d'euros courants [2]. Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux complémentaires à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW qui s'est achevé avec la décision rendue par l'ASN le 23 février 2021. Elle résulte d'études, de modifications et d'équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intègre également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 sur la période 2020-2022 [3].

L'estimation du coût du programme fait l'objet de mises à jour régulières et s'établit à date à 50,2 milliards d'euros courants (+ 0,8 milliard d'euros par rapport au chiffrage ajusté en 2020 de 49,4 milliards d'euros) [4] pour prendre en compte notamment des études et travaux supplémentaires.

La nouvelle feuille de route du projet Grand Carénage pour la période post 2025, incluant notamment la prise en compte des coûts relatifs aux VD5 du palier 900, est en cours.

Point d'étape à fin 2021

- Le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit : 150 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés soit 86 % du programme.
- 27 tranches du palier 900 MW sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur. Début 2022, celui de Gravelines 6 était en cours de réalisation.
- L'ensemble des 56 Diesels d'Ultime Secours ont été mis en exploitation, le dernier (Paluel 1) ayant été mis en service en février 2021.

Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025. Les dépenses d'investissement resteront donc élevées au-delà de cette date.

C - Les enjeux liés à la déconstruction des centrales

EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales et des autres installations nucléaires dont il est exploitant [5]. EDF s'est organisé pour assurer, au travers du processus de déconstruction, la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable au démantèlement des installations nucléaires

Le démantèlement d'une INB est autorisé 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 2016 est une déconstruction sans période intermédiaire 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 à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II

(1) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluent, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global tel que présenté par la Cour des comptes, proche de 100 milliards d'euros pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros$_{2015}$. Au sein des 74,73 milliards d'euros$_{2015}$ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros$_{2015}$ sont dédiés à la période 2014-2025, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des comptes.

(2) Voir le communiqué de presse du 29 octobre 2020 « EDF réajuste le coût du programme Grand Carénage »

(3) Cela n'intègre donc pas de nouvelles mesures éventuelles de confinement ou autres mesures restrictives sur l'activité.

(4) Hors réparations qui seraient rendues nécessaires au titre des indications de corrosion sous contrainte identifiées sur les centrales de Chooz, Civaux et Penly. Voir les communiqués de presse d'EDF du 15 décembre 2021 « Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauterie d'un circuit de sauvegarde » et du 13 janvier 2022 « EDF actualise son estimation de production nucléaire en France pour 2022 ».

(5) BCOT (Base chaude opérationnelle du Tricastin), Silos de Saint-Laurent, CEDA…

de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (voir article L. 593-25 du code de l'environnement).

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 réguliers 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.

Les centrales à l'arrêt définitif concernées sont un réacteur à eau lourde (REL) Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides (RNR) Superphenix ; les six réacteurs de la filière Uranium Naturel – Graphite Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon et les trois réacteurs à eau pressurisée (REP) : un à Chooz A et ceux du site de Fessenheim.

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 de 15 ans pour le démantèlement des Réacteurs à Eau sous Pression.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF historiquement mises à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets non radioactifs, et aucun déchet de Haute Activité. Les 20 % restants correspondent à des déchets de Très Faible à Moyenne Activité, dont environ 2 % de déchets à vie longue nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage pour déchets de type FAVL et MAVL. La déconstruction des 2 réacteurs de Fessenheim arrêtés en 2020 produira 380 000 tonnes de déchets dont 95 % de déchets non radioactifs.

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

Dans le dispositif de la prise en charge des déchets issus de la déconstruction, il reste à mettre en place le centre de stockage des déchets FAVL. Voir dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire » le paragraphe consacré aux déchets FAVL. Par ailleurs, le nouveau calendrier de déconstruction des centrales UNGG prévoit la construction d'un entreposage pour les chemises[1] 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 58 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.

En 2019, la découpe sous eau des internes de la cuve[2] s'est déroulée conformément au planning. Pendant la crise sanitaire de 2020, l'arrêt du chantier, couplé à des difficultés d'exploitation du fait du confinement, a entraîné un aléa majeur de turbidité de l'eau[3] de la piscine, avec de forts impacts sur la fin du chantier. La découpe des internes de la cuve s'est terminée fin février 2021. La découpe de la cuve débutera en 2023 après vidange et nettoyage de la piscine, ainsi que la découpe des premiers éléments de la tuyauterie du circuit primaire.

Après une lettre d'intérêt envoyée par le CNRS en septembre 2021, un *Memorandum of Understanding* (MoU) devrait être signé avec la Direction du CNRS début 2022. Il porte sur le projet de réutilisation des cavernes pour la recherche sur les neutrinos dans le cadre du projet « SuperChooz ».

Creys Malville : après la mise en eau de la cuve de Creys-Malville, fin 2017, le démantèlement s'est poursuivi. En 2020 et 2021, les deux premiers bouchons ont été découpés (opérations téléopérées) et la découpe du dernier bouchon de couvercle est en cours. Il sera ensuite extrait, libérant ainsi l'accès aux équipements internes de la cuve en vue de leur démantèlement (2022-2026).

Brennilis : EDF est devenu entièrement responsable de la déconstruction de cette installation en lieu et place du CEA[4]. La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret autorisant le démantèlement partiel a été finalisée à fin 2020. Le radier de la station de traitement des effluents est démoli et les terres excavées. Suite aux contrôles finaux, les actions de déclassement total de cette zone seront finalisées en 2022. Parallèlement, l'instruction du dossier de démantèlement[5] en vue de la publication d'un décret de démantèlement complet (permettant le démantèlement du bloc réacteur proprement dit) se poursuit avec la remise d'un avis satisfaisant, sans recommandation, du groupe permanent sur le dossier déposé, et avec l'enquête publique initiée le 15 novembre 2021 pour une durée de 7 semaines. Au 17 janvier 2022, la Commission Locale d'Information (CLI) de Brennilis a émis un avis favorable sur le dossier proposé. De plus, la commission d'enquête désignée par le tribunal administratif de Rennes pour la conduite de l'enquête publique a par ailleurs également émis un avis favorable le 2 mars 2022.

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. Ce choix, ainsi que le nouveau séquencement des opérations proposé, tenait compte des résultats des études d'avant-projet menées sur la période 2013-2015. Elles se traduisent par un allongement des opérations relatives au démantèlement du caisson réacteur (environ 25 ans au lieu d'une dizaine initialement prévue) avec la réalisation d'essais dans le Démonstrateur Industriel Graphite (DIG), puis la réalisation du démantèlement complet d'une tête de série (Chinon A2) avant le démantèlement complet des cinq autres tranches. 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.

Ce scénario a conduit à envisager une première sortie du graphite du premier réacteur UNGG à l'horizon 2044 et repousse le besoin d'un exutoire pour les autres déchets de graphite à l'horizon 2070.

Les décisions de l'ASN parues le 17 mars 2020 fixent un cadre prescriptif pour les opérations et dossiers qui doivent être réalisés dans les 5 à 7 prochaines années sur chacun des sites. À la différence des projets de décisions précités soumis à la consultation du public, elles renvoient la question du planning des opérations à l'instruction des dossiers de démantèlement.

Dans le courrier d'accompagnement de ces décisions, l'ASN estime cependant 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 ré-interrogation périodique du planning sur la base des résultats obtenus sur le démonstrateur industriel et sur le premier réacteur.

EDF, en lien avec sa filiale Graphitech, travaille sur des pistes d'optimisation de planning. Elles devraient permettre d'intégrer dans les dossiers remis fin 2022 un planning proche de celui du projet de décision soumis à la consultation du public (démantèlement des réacteurs hors TTS à partir de 2055). En cohérence avec ces travaux, et en l'absence d'éléments nouveaux suite aux essais sur le démonstrateur industriel et aux premières opérations réelles, l'estimation des provisions à fin décembre 2020 n'a pas fait l'objet d'une réévaluation en 2021.

Le 27 décembre 2021, suite à l'analyse des rapports de conclusion de réexamen périodique des réacteurs UNGG transmis par EDF, l'ASN a indiqué dans un communiqué ne pas avoir d'objection à la poursuite des opérations de démantèlement ou de préparation au démantèlement de ces réacteurs.

Le 20 novembre 2020 s'est clôturée une démarche exploratoire de l'ASN visant à contrôler la maturité d'EDF sur le pilotage des projets complexes. Les projets DIG et Chinon A2 ont ainsi fait l'objet d'une inspection par une équipe regroupant l'ASN, l'IRSN et la DGEC. La lettre de suite ASN émise le 21 mai 2021 confirme les points forts et les voies d'amélioration présentées lors de la restitution à chaud. La réponse de EDF est due sous 12 mois (mai 2022).

(1) 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.
(2) Les équipements dits « internes » comprennent tous les matériels situés à l'intérieur de la cuve, à l'exception des assemblages combustible eux-mêmes, des grappes de contrôle de réactivité et de l'instrumentation du cœur.
(3) Eau troublée par des matières en suspension.
(4) Décret n° 2000-233 du 19 septembre 2000.
(5) Déposé en 2018.

Par ailleurs, les travaux de construction du DIG sont terminés, le bâtiment a été réceptionné en fin d'année 2021.

Fessenheim : l'article L. 311-5-5 du Code de l'énergie introduit par la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 plafonne à 63,2 GW la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire installée en France obligeant ainsi EDF à prendre toutes les dispositions nécessaires pour procéder à la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim.

EDF a adressé le 27 septembre 2019 au ministre de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de Fessenheim et, le 30 septembre 2019, la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter cette centrale. Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et EDF du protocole d'indemnisation fixant d'une part, les chefs de préjudice ouvrant droit à indemnisation et d'autre part, déterminant les conditions de leur indemnisation. Conformément au décret du 18 février 2020 portant abrogation de cette autorisation, les réacteurs n° 1 et n° 2 ont été respectivement définitivement arrêtés le 22 février 2020 et le 30 juin de la même année.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses liées à la fermeture de la centrale (dépenses de post-exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement et de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale ;
- de versements ultérieurs correspondant à l'éventuel manque à gagner, c'est-à-dire les bénéfices 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.

L'État a décidé de procéder au versement de la totalité de la part fixe dont le montant a été évalué à 370 millions d'euros. Ce montant pourra, le cas échéant, être réajusté en fonction des dépenses de post-exploitation, des taxes INB, et des coûts de reconversion du personnel effectivement constatés.

EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale pourrait, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de ses droits contractuels sur la capacité de production de la centrale. La société suisse CNP (Centrales Nucléaires en Participations SA) a, quant à elle, décidé de mettre fin au contrat de partenariat. EDF ayant pris acte de cette décision, le contrat de partenariat entre EDF et CNP a pris fin le 31 décembre 2017.

Le dossier de démantèlement a été déposé en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'Autorité de sûreté nucléaire, avec pour objectif l'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement en 2025 qui marquera le début de la phase de démantèlement. Fin 2020, le projet « PREDEM Fessenheim » a été mis en place afin de coordonner toutes les opérations de fin d'exploitation (condamnation et dépose de certains matériels et fonctions supports, évacuation du combustible, décontamination des circuits primaires…). À fin 2021, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel, avec notamment la fin de l'évacuation du combustible de la tranche 1 et l'évacuation vers Cyclife Sweden des parties supérieures des 6 générateurs de vapeurs usés. Début 2022, la MSNR et l'ASN ont accusé réception du dossier de Démantèlement de Fessenheim « indice B », transmis le 23 décembre 2021 en réception au courrier MSNR du 4 août 2021, ce qui marque la reprise de son instruction.

En outre, les études d'ingénieries sur le démantelement de Fessenheim se sont poursuivies, afin que les conclusions des avant-projets sommaires réalisés sur les activités préparatoires, sur les travaux de déconstruction, et sur l'adéquation des filières de traitement de l'ensemble pour les déchets nucléaires viennent alimenter la référence du devis déconstruction du parc REP.

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.

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. Voir dans la section 6.1, la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021. Les opérations de démantèlement visent à remettre les sites en état et à permettre une réutilisation des terrains pour un usage industriel.

Par ailleurs, des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (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 2021). 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 (voir dans la section 6.1, la note annexe aux comptes consolidés 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF »).

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, conformement 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 Superphenix, Brennilis et les 6 réacteurs UNGG. Le rapport d'audit définitif a été remis à la partie auditée 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 de 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.

1.4.1.1.3 Projets « Nouveau Nucléaire »

Concernant les risques associés à ces projets, se reporter à la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – « 4A – 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 EPR (*European Pressurized water Reactor*) de Flamanville 3.

Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et autorisations administratives

Le dossier de demande de mise en service, déposé en mars 2015, a fait l'objet d'une première instruction et a été mis à jour en juin 2017. Un dossier d'amendement de ce dossier a été transmis en avril 2019. EDF a déposé auprès de l'ASN le 4 juin 2021 une demande d'autorisation de mise en service actualisée.

Dans ce cadre, le projet doit être soumis à une évaluation environnementale sur la base de l'etude d'impact environnemental mise à jour. Il s'agit d'une nouvelle demarche reglementaire liee à une évolution du Code de l'environnement. L'Autorité environnementale a été saisie par l'ASN début septembre 2021 et a remis son avis le 22 décembre 2021. Elle demande que le dossier, rédigé à partir d'une étude d'impact réalisée par EDF ciblant l'autorisation de mise en service future, soit complété sur plusieurs points et notamment qu'il aborde les impacts des phases passees de construction de l'EPR de Flamanville et de la ligne électrique à très haute tension Cotentin Maine.

Le 8 octobre 2020, l'ASN a 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). L'ASN a également autorisé l'utilisation de gaz radioactifs pour réaliser des essais d'efficacité de certains dispositifs de filtration. En complément, le Haut Fonctionnaire de Défense et de Sécurité (HFDS) a autorisé le 15 octobre 2020, au titre du Code de la défense, la détention, l'utilisation et le transfert de matieres nucléaires sur le site.

Les premiers assemblages de combustibles ont été livrés sur site le 26 octobre 2020. Les 245 assemblages de combustibles nécessaires au chargement (241 assemblages pour le premier cœur, 4 assemblages pour la réserve) ont été réceptionnés à la fin du 1er semestre 2021. La première inspection réglementaire du combustible (Euratom) a été réalisée fin août 2021.

Le délai maximum de mise en service prévu dans le Décret d'Autorisation de Création a été porté au 11 avril 2024, par décret du 25 mars 2020, pour tenir compte de la réparation des soudures du circuit secondaire principal tout en conservant une flexibilité.

EDF a soumis, le 7 avril 2021, une demande d'autorisation d'exploiter dans le respect du délai de 18 mois avant chargement du combustible exigé par le Code de l'énergie. Le dossier déposé permet d'assurer la prise en compte des orientations de la politique énergétique nationale (notamment le respect du plafond de 63,2 GWe d'origine nucléaire). EDF a reçu cette autorisation d'exploiter le 30 août 2021, par arrêté délivré par le ministre de la Transition écologique.

Avancement de la réalisation sur site

L'année 2021 a notamment été marquée par les réalisations suivantes :

- l'atteinte des critères de dépression de l'espace entre enceinte ,
- la réception et l'entreposage en piscine du bâtiment combustible de la totalité des assemblages de combustibles nécessaires au premier chargement ;
- la remise à niveau, avant traitement thermique de détensionnement, des 8 soudures de traversée de l'enceinte de confinement par les tuyauteries vapeur du circuit secondaire principal ;
- le transfert à l'exploitant du Contrôle Commande Standard ;
- la mise en service du laboratoire chaud commun aux 3 tranches de Flamanville ;
- la poursuite des finitions (90 % des finitions sont désormais terminées dans le bâtiment réacteur, en salle des machines, et dans les locaux diesels).

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 1er 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 ;
- la mise en service du couvercle de cuve, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

Le projet est centré sur le remplacement du couvercle de cuve d'ici fin 2024. L'approvisionnement d'un nouveau couvercle équipé a été demandé à Framatome.

Par conséquent, les coûts engagés pour la fabrication de ce couvercle de substitution ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF, AREVA SA, AREVA NP et Framatome. Le Tribunal arbitral a remis sa décision le 30 juin 2021 et a rejeté les demandes d'EDF. Il considère que Framatome n'est pas tenu d'indemniser EDF du préjudice résultant de l'obligation de remplacer le couvercle de cuve.

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 VVP).

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 [3] 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 [4]. Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

Soudures de traversée

EDF a engagé, au deuxième trimestre 2018, un nouveau contrôle de l'ensemble des soudures concernées du circuit secondaire principal. Pour huit d'entre elles, dites de traversée de l'enceinte du bâtiment réacteur, EDF a proposé le 3 décembre 2018 un dossier de justification spécifique en l'état auprès de l'ASN. Dans un courrier du 19 juin 2019, l'ASN a demandé à EDF de reprendre, avant mise en service, ces huit soudures [5].

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 et vérifiées conformes par EDF avant traitement thermique de détensionnement.

4 soudures de traversée ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Autres soudures hors traversée

L'instruction technique de 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 » se poursuit. Sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE. Les travaux de reprise de ces soudures ont démarré à l'été 2021. 70% des soudures concernées (VVP et ARE) sont en cours de reprise. 12 soudures VVP sont réalisées à date avant traitement thermique de détensionnement.

Au total, une centaine de soudures du circuit secondaire principal (de traversée et hors traversée) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement opt misé avant un ultime contrôle de conformité. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Écarts sur le procédé historique de Traitement Thermique de Détensionnement des soudures

Le Traitement Thermique de Détensionnement (TTD) est une opération de fabrication qui, en plus de conférer à l'assemblage soudé les propriétés mécaniques attendues, vise à réduire les contraintes résiduelles qui se développent au sein d'un matériau lors d'une opération de soudage. Le TTD est réalisé par chauffage du joint soudé pendant une durée définie à une température de l'ordre de 600 °C (+/- 15°C).

Fin 2020, Framatome a déclaré à l'ASN un écart sur le procédé de TTD utilisé historiquement sur les soudures du CSP de Flamanville 3. Un procédé dit « optimisé » a alors été développé par Framatome pour garantir le respect de la plage de température requise.

La démonstration de la qualification des procédés de TTD doit faire l'objet d'une validation par l'ASN sur la base de dossiers justificatifs.

Fin 2021, l'ASN a validé cette démonstration de qualification des procédés optimisés de TTD des soudures de traversée VVP ainsi que des soudures hors traversée dites « à géométrie simple ».

La validation de l'ASN est attendue pour une soixantaine d'autres soudures (soudures de traversée ARE et autres soudures hors traversée à l'exclusion de celles dite « à géométrie simple »).

(1) Avis du 11 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) Voir le communiqué de presse d'EDF du 10 avril 2018 « EDF détecte des écarts de qualité sur certaines soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville et lance des contrôles complémentaires ».

(4) 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.

(5) Voir communiqué de presse d'EDF du 20 juin 2019 : « EPR de Flamanville : EDF prend connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire ».

Autres problématiques techniques (hors circuit secondaire principal)

Circuit primaire principal

L'ASN a demandé à EDF le 2 juin 2020 de procéder à des recontrôles par sondage sur les soudures du Circuit primaire principal (CPP) du périmètre « exclusion de rupture ». EDF a établi un échantillon représentatif de soudures pour lesquelles un contrôle complémentaire par radiographie a été réalisé, entre février 2021 et le second semestre 2021, et qui a donné des résultats satisfaisants. L'ASN a demandé que ce programme de contrôles complémentaires radiographiques soit complété par des contrôles par ultrasons. Ces recontrôles ont été réalisés sur l'échantillon et sont satisfaisants.

Par ailleurs, 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 [1] sur le Circuit primaire principal.

Trois scénarios ont été instruits par EDF et Framatome au premier semestre 2021 à la demande de l'ASN. 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 ; le dossier de conception des CDM serait néanmoins instruit par l'IRSN.

L'ASN rappelle 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 à ce titre confirment le bon niveau de qualité de réalisation de ces soudures. Ils doivent être complétés par des contrôles par ultrasons dont le procédé et le planning de mise en œuvre sont en cours de définition.

Filtration puisards RIS/EVU [2]

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 « en boucle intégrale » à 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 date, EDF a identifié des solutions pour améliorer l'efficacité des filtres et résoudre cette difficulté. Le périmètre de ces solutions a été proposé par EDF à l'ASN dans un dossier présenté fin décembre 2021. Son instruction est en cours.

Soupapes du pressuriseur

Suite aux 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 et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. 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 sont en cours de fabrication et seront installés sur le site au premier semestre 2022. Au-delà de cette difficulté, l'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur.

Retour d'expérience Taishan

EDF a analysé l'impact potentiel sur le démarrage de l'EPR de Flamanville 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 ») [3]. Les inspections réalisées sur les assemblages combustible concernés ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'ASN en vue de réaliser les éventuelles modifications nécessaires.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Dans son communiqué de presse du 9 octobre 2019 [4], EDF avait indiqué que le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversée conduisait, sous réserve de la date de validation de l'ASN de ce scénario, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à réestimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros [5] hors intérêts intercalaires.

Dans son communiqué de presse du 12 janvier 2022 [6], EDF a actualisé ces éléments en tenant compte de l'impact de la crise sanitaire sur les activités de l'EPR de Flamanville, de l'état d'avancement des opérations de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal et de la préparation du démarrage de l'installation. La date de chargement du combustible a été décalée au second trimestre 2023 et l'estimation du coût à terminaison portée de 12,4 à 12,7 milliards d'euros [7] hors intérêts intercalaires.

Les coûts supplémentaires par rapport à l'estimation d'octobre 2019 ont été portés à 1,8 milliard d'euros 2015 et seront comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation [8] (APCE) et non en investissements. Pour 2021, ces surcoûts, enregistrés en APCE, se sont élevés à 573 millions d'euros. Le montant des intérêts intercalaires tel que figurant dans les comptes à fin décembre 2021 s'élève à 3 471 millions d'euros.

Les coûts engendrés par des modifications postérieures à la mise en service de la centrale ne sont pas inclus dans le coût de construction du projet.

Le projet n'a pas de marges ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison. Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Par ailleurs, les délais du chantier induisent un risque de vieillissement des équipements et matériaux. D'autres risques peuvent également émerger. Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison est donc très élevé (voir la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – « 4A – 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 en France EPR2

EDF a remis le 15 avril 2016 à l'ASN un dossier d'options de sûreté du projet « EPR Nouveau Modèle » (EPR NM).

Début 2018, le Groupe Permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires a remis ses conclusions sur ce dossier d'option de sûreté. En particulier, il *« constate que la plupart des évolutions de conception retenues pour le projet EPR NM tiennent compte des enseignements tirés du retour d'expérience du réacteur EPR Flamanville et du parc en fonctionnement ainsi que des enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi ». Il « considère que les options de conception retenues pour le projet EPR NM, complétées ou modifiées à la lumière des discussions intervenues au cours de l'instruction technique qui ont conduit à de nombreux engagements, sont de nature à assurer un niveau de sûreté au moins équivalent à celui du réacteur EPR Flamanville 3 et conforme aux recommandations du guide ASN n° 22 (relatif à la conception des réacteurs à eau sous pression) ».*

Dans son avis n° 2019-AV-0329 du 16 juillet 2019 relatif au dossier d'options de sûreté, l'ASN *« considère que le référentiel de sûreté retenu pour le projet de réacteur EPR NM est globalement satisfaisant, notamment au regard de la réglementation, du guide du 18 juillet 2017 [...] et des recommandations internationales ».*

Par ailleurs, les travaux menés par EDF et Framatome sur le projet EPR NM ont permis de figer fin 2017 la configuration technique d'un modèle baptisé EPR 2 qui pourrait remplacer les réacteurs du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française à l'export. EPR 2 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.

Dès cette date, EDF a informé l'ASN de cette nouvelle configuration. Dans le même avis que celui portant sur EPR NM, l'ASN considère que les conclusions relatives à EPR NM s'appliquent également à EPR 2.

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

(2) 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).

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

(4) Voir communiqué de presse d'EDF du 9 octobre 2019 « EPR de Flamanville : EDF privilégie un scénario de remise à niveau des soudures de traversée du circuit secondaire principal par robots et ajuste le calendrier et l'estimation du coût de construction ».

(5) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

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

(7) En euros 2015. Cette estimation tient compte de l'affectation analytique au titre du différend portant sur les soudures défectueuses du circuit secondaire principal, d'une partie de l'indemnité versée par AREVA (à hauteur de 225 millions d'euros) dans le cadre de l'accord transactionnel conclu entre EDF et AREVA le 29 juin 2021.

(8) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

Dans l'attente d'une décision sur EPR2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie adoptée par décret du 21 avril 2020. Le contrat de filière, signé le 28 janvier 2019 par l'État et le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN), comporte un volet relatif à la préparation des capacités industrielles nécessaires à la réalisation d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France.

Conformément à ces orientations, le gouvernement a demandé 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, avec la filière nucléaire, a remis à l'État, en mai 2021, un dossier de propositions économiques et industrielles pour le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs en France. Ce dossier, basé sur la technologie EPR2, détaille quel pourrait être le cadre régulatoire et de financement d'un tel programme. Il repose sur l'exécution d'un programme de trois paires d'EPR 2 successivement à Penly, à Gravelines et sur un troisième site en bord de rivière dans la région Auvergne Rhône Alpes (Bugey ou Tricastin), tout en poursuivant l'analyse de faisabilité sur d'autres sites nucléaires.

Cette offre a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

À date, aucune décision n'a été prise, ni la régulation ni le financement ne sont définis.

Le 9 novembre 2021, le président de la République a exprimé l'intention de l'État que la France construise de nouveaux réacteurs nucléaires sur son territoire. Il a confirmé cette intention le 10 février 2022 à Belfort lors de son discours visant à détailler la stratégie du pays pour atteindre « une énergie sans carbone en 2050 ». Le président de la République a détaillé sa volonté de lancer un programme de construction par paliers de nouveaux réacteurs nucléaires, reposant sur la construction de trois paires d'EPR2 et les études 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. Un schéma de financement et de régulation approprié devra être mis en place pour la réalisation de ce programme.

Par ailleurs, le 2 mars 2022, la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) a :

- d'une part, procédé à la désignation d'Ilaria CASILLO et Floran AUGAGNEUR, respectivement, Vice-Présidente et Vice-Président de la CNDP « *pour réaliser une mission de conseil relative à la concertation du public dans le cadre de la préparation du projet de loi de programmation sur l'énergie et le climat et de la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Energie* » ;
- d'autre part, acté l'organisation d'un débat public sur le « *projet de création d'une première paire de réacteurs EPR2 sur le site de Penly dans le cadre de la proposition d'EDF pour un programme de nouveaux réacteurs en France* » ; débat public qui « *devra s'inscrire dans la continuité de la participation préalable du public à la concertation nationale portant sur les travaux de préparation du projet de loi de programmation sur l'énergie et le climat et sur la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Energie* ».

B - Small Modular reactors (SMR)

Concernant les réacteurs de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™, centrale à eau pressurisée de 340 MW composée de deux modules de 170 MW, s'est poursuivi en 2021. Dans cette fourchette de puissance, le produit est conçu pour être largement commercialisable à l'export, de manière à contribuer au remplacement massif des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. Cette commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devra démarrer à l'horizon 2030.

Le développement du produit, son industrialisation et sa commercialisation se font sous le pilotage d'EDF. Il bénéficie de l'appui des ingénieries du CEA, Naval Group et TechnicAtome. Compte tenu de sa cible à l'export, ce développement fait également l'objet d'instructions d'opportunités de coopérations avec un ou plusieurs partenaires internationaux, notamment européens.

La phase de *conceptual design* actuellement en cours bénéficie d'un soutien public budgétaire de 50 millions d'euros octroyé par l'État français dans le cadre du plan « France Relance ». Par ailleurs, dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a annoncé une intervention supplémentaire de l'Etat à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™.

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 [1] assurent les études de conception. Framatome assure la fourniture des composants et du contrôle commande.

EDF participe au développement, dans le cadre du partenariat avec CGN, de deux projets nucléaires au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B. Voir dans les activités d'EDF Energy, la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire ».

Chine (Taishan)

En Chine, EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de la société TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited). La société a pour objet la construction et l'exploitation de deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong (voir la section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »).

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) 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 sera le chef de projet général et l'intégrateur en phase d'exécution.

Conformément au calendrier fixé par l'IWFA [2], EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL fin 2018, suivie d'une offre techno-commerciale engageante en avril 2021. Depuis lors, EDF et NPCIL poursuivent leurs échanges afin de converger sur les sujets techno-commerciaux et permettre la signature d'un *General Framework Agreement*.

Arabie saoudite

EDF participe au processus compétitif initié en Arabie saoudite par K.A. CARE (*King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*) et a répondu avec succès à la première phase du processus de consultation appelée FEED-A (*Front End Engineering and Design*). EDF participe actuellement à la phase de préparation du projet qui devrait aboutir à un processus formel d'appel d'offres courant 2022 visant la remise d'une offre pour la fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction de 2 réacteurs de type EPR.

République tchèque

EDF participe également au processus compétitif lancé en juin 2021 en République tchèque par l'électricien CEZ, sa société de projet EDUII et le gouvernement tchèque, pour la construction d'une unité de 1 200 MWe sur le site de Dukovany. EDF propose de développer la technologie EPR1200 et a participé à la première phase, dite de préqualification sécuritaire, qui s'est achevée fin novembre 2021. La publication de l'appel d'offres formel par CEZ pourrait avoir lieu au premier trimestre 2022, et viserait la remise d'une offre pour la fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction d'un réacteur de 1 200 MW.

Pologne

En octobre 2021, EDF a remis au gouvernement polonais une offre préliminaire non engageante. Elle porte 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 de 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. L'offre vise à répondre aux objectifs du programme électronucléaire polonais (PPEJ) adopté par le gouvernement polonais en octobre 2020. Elle fixe le cadre d'un partenariat stratégique franco-polonais destiné à soutenir l'ambitieux programme de transition énergétique polonais en cohérence avec les objectifs européens de neutralité carbone.

(1) 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.
(2) *Industrial Way Forward Agreement.*

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

La transformation de l'ingénierie contribue à la stratégie CAP 2030 sur les volets maîtrise des projets nouveaux nucléaires en cours, prolongation du parc en exploitation, développement à l'international et transformation numérique. Il s'agit d'un programme transverse, impliquant l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire au sein du groupe EDF, y compris Framatome.

Ce programme a pour ambition de faire faire un gain de performance significatif à l'ingénierie à travers trois axes :

- optimiser, standardiser les produits, processus, méthodes et outils pour mieux maîtriser la complexité des grands projets industriels tout au long de leur cycle de vie ;
- une intégration du programme SWITCH lancé en 2017 (mise en oeuvre d'un système d'information intégré, collaboratif, industriel) et des décisions du Plan excell lancé en 2019 ;
- un fonctionnement en entreprise étendue avec les partenaires et fournisseurs.

1.4.1.1.4 Les activités liées à la production nucléaire : Framatome

Framatome est un acteur clé de l'énergie nucléaire, 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 ses 14 000 collaborateurs, l'entreprise conçoit, entretient et installe des composants et des combustibles ainsi que des systèmes de contrôle-commande pour les centrales nucléaires.

Framatome est détenu par le groupe EDF (75,5 %), Mitsubishi Heavy Industries (MHI - 19,5 %) et Assystem (5 %).

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 en Afrique du Sud, en Argentine, au Brésil, en Bulgarie, au Canada, en Corée du Sud, en Espagne, en Finlande, en Hongrie, au Japon, en République Tchèque, au Royaume-Uni, en Russie, en Slovaquie, au Kazakhstan, en Suède et en Ukraine.

En 2021, Framatome a recruté environ 1 600 collaborateurs pour maintenir et accroître les compétences (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).

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 une logique de filière industrielle.

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 entier.

1.4.1.1.4.1 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de 60 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome est présente à chaque étape du processus. S'appuyant sur l'expertise d'ingénieurs et d'opérateurs hautement qualifiés, la société a participé à plus de 90 projets de centrales nucléaires à travers le monde.

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 tels que les générateurs de vapeur, les pompes, le pressuriseur et la cuve du réacteur nucléaire. Ses spécialistes et techniciens interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR.

Fabrication d'équipements

Les 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 destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer les équipements 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 2021, l'entreprise a maintenu 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. Il fournit également des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Parallèlement, Framatome s'inscrit dans le plan excell du groupe EDF (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »). À ce titre, les usines de composants de Framatome déploient des plans en vue de permettre des fabrications et constructions garanties conformes du premier coup. Des actions sont conduites également en ce sens au sein de la *supply chain*.

Framatome est également engagé dans un programme de maintien des compétences. Il vise à sécuriser la réalisation des équipements primaires de la chaudière nucléaire (générateurs de vapeur, cuves…). Toutes les parties prenantes y sont associées avec un objectif de standardisation des activités en réalisant les investissements nécessaires à leur industrialisation. Il s'articule autour d'une organisation dédiée coordonnant, pour les projets ciblés (EPR2, Sizewell C), des actions dans les ingénieries et les usines de fabrication de composants primaires de Framatome (Le Creusot, Saint Marcel et Jeumont). Cette démarche d'industrialisation s'accompagne de fabrications de composants, parfois par anticipation, afin 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.

Framatome a poursuivi en 2021 son programme qui vise à consolider les connaissances et la maîtrise des procédés de traitement thermique de détensionnement (TTD) locaux mis en œuvre sur des équipements fournis par Framatome. Ce programme prévoit notamment des essais mécaniques sur les propriétés des matériaux qui vont se poursuivre jusqu'à fin 2022. Il a permis la finalisation et la validation par l'ASN des dossiers support aux attestations de conformité des générateurs de vapeur de remplacement pour les tranches de Gravelines 6 et de Flamanville 1. Parallèlement, dans le cadre de ces travaux, Framatome a quantifié, par approche numérique et expérimentale, l'existence de possibles contraintes résiduelles rémanentes induites par la mise en œuvre de ces procédés de TTD local. Un travail approfondi de vérification de l'intégrité des assemblages concernés suivant les méthodes disponibles a date a été engagé et va se poursuivre en 2022.

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, 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.

Combustible

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustible 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. Plus de 226 000 assemblages de combustible de Framatome sont chargés dans plus de 100 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 de nombreux essais chaque année 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 prolongation 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 60 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 fourniture d'assemblages de combustible et des services associés, 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).

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 2021

L'année 2021 a encore été marquée par la crise sanitaire mais celle-ci n'a pas eu d'impact significatif sur l'activité et les performances attendues.

Framatome a étendu ses activités dans les systèmes de contrôle-commande avec l'acquisition de l'activité *Civil Nuclear Instrumentation and Control* (I&C) de Rolls-Royce [1].

Framatome a renforcé la sécurité de ses approvisionnements en faisant l'acquisition de la société française Valinox Nucléaire SAS, spécialiste français dans la production de tubes sans soudures à usage nucléaire [2].

Framatome a enrichi ses activités d'ingénierie et renforcé son implantation mondiale en faisant l'acquisition de la Division Nucléaire de RCM Technologies Canada Corp, spécialiste canadien de la technologie CANDU [3], et de VirtualPEE Limited (Royaume-Uni), *leader* des produits et services d'ingénierie des fluides pour les secteurs de la chimie et de l'énergie nucléaire [4].

Framatome a signé un contrat avec Dominion Energy pour accompagner l'exploitation à long terme du parc nucléaire de l'énergéticien américain. Ce contrat porte sur les arrêts de tranche et les opérations de maintenance des centrales jusqu'en 2026 [5].

Steam Generating Team (SGT), un partenariat entre Framatome et United Engineers & Constructors, Inc. (United), a annoncé la signature d'un contrat d'environ 350 millions de dollars canadiens (236 millions d'euros) avec Bruce Power pour remplacer les générateurs de vapeur des tranches 3 et 4 de la centrale nucléaire de Bruce Nuclear Generating Station en Ontario, au Canada [6].

Framatome a livré le premier assemblage combustible nucléaire 100 % EATF (*Enhanced Accident Tolerant Fuel*) de l'industrie [7] à la centrale nucléaire de Calvert Cliffs dans le Maryland, opérée par Exelon Generation.

Dans le cadre du plan France Relance initié en 2021 par le gouvernement français, plusieurs projets innovants proposés par Framatome ont également été validés et vont bénéficier d'un financement et d'un accompagnement.

1.4.1.1.4.3 Installations nucléaires et sûreté

Installations Nucléaire de Base (INB)

Les deux installations nucléaires de base (INB) se trouvant sur le site Framatome de Romans (INB n° 63 et INB n° 98) ont été réunies par le décret n° 2021-1782 du 23 décembre 2021. L'installation regroupant ces 2 INB est dénommée INB 63-U : Usine de fabrication de combustibles nucléaires.

Résultats 2021 en matière de sureté nucléaire [8]

Comme en 2020, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur le site de Framatome de Romans-sur-Isère. En 2021, ce site a déclaré 17 [9] événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 6 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2. Aucun événement déclaré pour l'année 2021 n'a eu de conséquence pour les travailleurs, le public ou l'environnement. Les résultats 2021 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 [10].

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 2021.

1.4.1.2 Production thermique en France continentale

Les moyens de production thermique présentent plusieurs atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), un coût d'investissement relativement faible et des délais de construction courts.

Ils constituent ainsi l'une des composantes importantes du mix énergétique 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) et 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) Voir communiqué de presse de Framatome du 8 novembre 2021 « Framatome finalise l'acquisition de l'activité contrôle-commande de Rolls-Royce Civil Nuclear ».
(2) Voir le communiqué de presse de Framatome du 7 septembre 2021 « Framatome conclut l'acquisition de Valinox, spécialiste français des tubes pour générateurs de vapeur des réacteurs nucléaires ».
(3) Voir le communiqué de presse de Framatome du 3 août 2021 « Framatome finalise l'acquisition de la Division Nucléaire de RCM Technologies Canada Corp. ».
(4) Voir le communiqué de presse de Framatome du 3 septembre 2021 « Framatome finalise l'acquisition de BHR Group au Royaume-Uni ».
(5) Voir le communiqué de presse de Framatome du 6 avril 2021 « Framatome signe un contrat de plusieurs millions de dollars pour accompagner l'exploitation à long terme du parc nucléaire de Dominion Energy ».
(6) Voir le communiqué de presse de Framatome du 9 juillet 2021 « La coentreprise Steam Generating Team remporte le contrat de remplacement des générateurs de vapeur des tranches 3 et 4 de la centrale nucléaire de Bruce Nuclear Generating Station ».
(7) Voir le communiqué de presse de Framatome du 2 novembre 2021 « Framatome livre le premier assemblage combustible 100 % Accident Tolerant Fuel de l'industrie ».
(8) 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.
(9) ESS portant exclusivement sur les sites INB.
(10) Disponible sur le site www.framatome.com.

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

Au 31 décembre 2021, 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 31/12/2021	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(énergie nette en TWh)* Au 31/12/2021	Au 31/12/2020
Charbon	580	2	1 160	en 1983 et 1984	3,01	1,04
Turbines à combustion fioul, gaz et bi-combustibles (gaz et fioul)	85	4	340	en 1980 et 1981	0,34	0,46
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125 – 129	2	254	en 1998 et 2007		
	185	2	370	en 2010		
	179 – 182	3	542	en 2008 et 2009		
Cycles Combinés Gaz	427	1	427	en 2011	7,17	7,35
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016		

La production en 2021

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2021, environ 2,55 % de sa production totale d'électricité. Le parc dispose, à fin 2021, d'une puissance installée en fonctionnement de 4 945 MW.

La production thermique (énergie nette) a représenté 10,53 TWh en 2021 avec un fonctionnement plus élevé qu'en 2020 (8,85 TWh). En 2021, les tranches charbon ont fourni 3,01 TWh, les CCG 7,17 TWh et les turbines à combustion (TAC) 0,34 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 fiabilité du parc thermique a été confirmée en 2021, à l'instar des années précédentes. Il se situe au niveau des standards européens pour les CCG et les TAC, hors aléas techniques particuliers. 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 1er avril 2021. Le dernier bilan prévisionnel de RTE montre toutefois la nécessité de maintenir la centrale de Cordemais jusqu'en 2024, voire 2026 pour des raisons de sécurisation de l'équilibre offre/demande. En juillet 2021, EDF a annoncé mettre un terme au projet Ecocombust qui visait à mettre au point un combustible écologique (biomasse) par revalorisation de bois-déchet.

Émissions du parc thermique

En 2021, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 5,70 millions de tonnes de CO_2 (contre 4,05 millions de tonnes en 2020). Le contenu CO_2 du kWh produit en 2021 s'élève à 535 g/kWh net (contre 449 g/kWh net en 2020 [1]). Cette remontée résulte d'une utilisation plus importante des tranches charbon dans le mix de production thermique d'EDF. Elles ont contribué à près de 29 % de la production du parc thermique en 2021 (contre 12 % en 2020). Pour rappel, en 2010, le contenu CO_2 du kWh produit était de plus de 900 gCO_2/kWh net.

En 2021, le parc thermique d'EDF en France continentale a par ailleurs émis 2,08 kt de SO_2, 3,90 kt de NO_x et 0,03 kt de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants ont été réduits par rapport à 2010 de 4 fois pour les NO_x, de plus de 14 fois pour le SO_2 et de plus de 42 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, par la rénovation et l'installation d'équipements de traitement des fumées selon les meilleures techniques disponibles sur les centrales les plus récentes, par l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite ainsi que par la mise en service de cycles combinés au gaz naturel.

Les tranches de Cordemais sont ainsi 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) Le calcul de cet indicateur est réalisé en ramenant les émissions de CO_2 à l'énergie nette en marche (incluant l'autoconsommation des auxiliaires de tranche).

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux émissions

L'article 12 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat prévoit que l'autorité administrative fixe par décret un plafond d'émissions applicable, à compter du 1er janvier 2022, aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles situées sur le territoire métropolitain continental et émettant plus de 0,55 tonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawattheure. L'article L. 311-2-2 du Code de l'énergie pris en application de la loi précitée fixe un seuil annuel de 0,7 kilotonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée. Cela correspond à environ 700 heures de fonctionnement annuel pour une centrale thermique alimentée au charbon.

Cet encadrement législatif et réglementaire, qui fait reposer sur l'exploitant la responsabilité de décider de poursuivre ou non le fonctionnement de son installation après 2022, ne prévoit pas d'indemnisation.

RTE ayant placé sous sa vigilance renforcée l'hiver 2021-2022 et compte tenu de la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement (1), le ministre de la Transition écologique a mis en consultation du public du 30 décembre 2021 au 20 janvier 2022 un projet de décret visant à permettre une dérogation exceptionnelle du respect du seuil annuel précité de 0,7 kilotonne pour les deux premiers mois de l'année 2022, un nouveau seuil de 1 kilotonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée étant alors institué pour la période comprise entre le 1er janvier 2022 et le 28 février 2022, correspondant à la pointe de consommation hivernale. Cela correspond à environ 1 000 heures de fonctionnement par an durant cette période. Le seuil est ensuite abaissé à 0,6 kilotonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée pour le reste de l'année 2022. Enfin, le décret prévoit qu'à compter du 1er janvier 2023, le plafond d'émissions de gaz à effet de serre reste fixé à 0,7 kilotonne d'équivalents dioxyde de carbone par an et par mégawatt de puissance électrique installée.

Les activités de production d'électricité sont également soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) codifiée 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.

Les activités de production d'électricité sont également soumises à des législations spécifiques comme celle issue de la directive n° 2012/18/UE du 4 juillet 2012 dite « Seveso » mais également celle relative à la qualité de l'air au sens large issue de la directive européenne n° 2016/2284 du Parlement Européen et du Conseil du 14 décembre 2016 concernant la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, modifiant la directive 2003/35/CE et abrogeant la directive 2001/81/CE, la directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (directive IED) et la directive n° 2015/2193/UE établissant des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes d'azote (NO_x) et de poussières.

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 en 2011 un premier Cycle Combiné au Gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod, puis deux cycles combinés à Martigues en 2012 et 2013, et enfin 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 CO_2, 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, aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %), présente de bonnes performances environnementales. Les émissions de CO_2 sont de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne, 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. Les provisions relatives à ces opérations 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 (voir dans la section 6.1 la note annexe aux comptes 17.1 « Autres provisions pour déconstruction »).

EDF a poursuivi en 2021 les travaux de déconstruction sur les installations mises en retrait définitif d'exploitation. Les principaux travaux réalisés en 2021 ont concerné des opérations de désamiantage sur les tranches retirées d'exploitation de Cordemais et du Havre, et de déconstruction sur le site de Blénod (cheminées).

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 (mise en place de la Cleantech Vallée sur le site d'Aramon par exemple).

Cadre réglementaire

La réglementation applicable lors de la cessation d'activité

1.4.1.3 Production à partir des énergies renouvelables et stockage

Le groupe EDF est aujourd'hui le *leader* européen 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 avec 22,3 GW installés (2). Le Groupe est également *leader* dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire. L'ambition d'EDF, en termes de capacité nette installée dans l'éolien et le solaire, est d'atteindre 21 GW fin 2024. Au total, les énergies renouvelables représentent déjà 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 « EDF, investisseur le plus important dans les énergies décarbonées en Europe ».

(1) Prévue à l'art de L. 100-1 du Code de l'énergie.
(2) Hors énergie marine. 22,5 GW y compris énergie marine.

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2021 (1)

(en MW)	Hydraulique	Éolien	Photovoltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 501	1 655	397	182	1	240	22 975
Europe hors France	1 156	1 760	83	3			3 003
Amérique	205	4 642	488				6 335
Asie	432	704	447	23			1 606
Afrique (2)		285	559				844
CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES TOTALES	**22 294**	**9 047**	**2 975**	**208**	**1**	**240**	**34 764**

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

1.4.1.3.1 Production hydraulique en France

1.4.1.3.1.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable en France et la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire. Cette filière est importante pour le système électrique à plusieurs titres, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend près de 500 centrales incluant les centrales des filiales françaises et des sociétés frontalières (centrales franco-allemandes ou franco-suisses). Au périmètre d'EDF, ce parc comptait 427 centrales à fin 2021, avec un âge moyen de 76 ans (1) :

Centrales hydrauliques	31/12/2021	31/12/2020
Puissance maximale totale *(en GW)*	20,1	20,1
Production totale STEP comprise *(en TWh)*	41,8	44,7

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 20,112 GW (hors Outre-mer et Corse), soit 23,3 % de la capacité installée du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle de plus d'une quarantaine de térawattheures.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usages de l'eau (détaillée en section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique »). 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 *(GW)*	Productible gravitaire moyen sur 50 ans (1) *(TWh)*
Fil de l'eau	3,6	16,7
Lac	8,2	14,5
Éclusées	3,1	8,1
Transfert d'Énergie par Pompage (2)	5,1	1,5
Marémotrice	0,24	0,5

(1) Le productible moyen sur 50 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 hydraulique

La production d'électricité d'origine hydraulique d'EDF en France continentale a été, en 2021, de 41,80 TWh, hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage. Elle représente, en 2021, 10,12 % de la production totale d'électricité d'EDF.

EDF a consacré, en 2021, plus de 476 millions d'euros, au périmètre de la France continentale, au développement et à la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance des centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF représentent plus de 15,6 GW, soit environ 77 % de sa puissance hydraulique installée. Elles sont gérées à distance 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 les plus importantes, EDF surveille depuis 5 centres régionaux d'exploitation les paramètres physiques (température, vibration, etc.) des machines. Cette pratique permet de détecter au plus tôt toute dérive et ainsi 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 2021

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2021 se caractérise par une hydraulicité légèrement déficitaire et une bonne performance de production. Cette dernière est liée à la mobilisation de l'ensemble des équipes pour assurer la disponibilité et la performance des moyens de production hydraulique pendant la crise énergétique.

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 hydroélectriques et sur l'adaptation de la téléconduite des centrales pour capter les opportunités offertes par le développement des marchés européens infrajournaliers de l'électricité.

En 2020, la tempête « Alex » avait durement frappé l'arrière-pays niçois. Un an après, 10 usines sur 14 ont été remises en service grâce à la mobilisation des équipes du groupe EDF.

1.4.1.3.1.3 La sûreté hydraulique

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages, notamment par une auscultation continue qui contribue 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, 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. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur.

(1) Moyenne arithmétique.

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. 240 barrages classés A et B font l'objet d'une étude de dangers réalisée tous les dix ans et quinze ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Cette étude consolide une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées s'inscrivant dans une démarche de réduction des risques [1]. Pour les 67 barrages les plus importants, une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») est mise en œuvre.

Voir également la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – facteur de risque « 4E atteinte à la sûreté hydraulique ».

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 hydrauliques 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 le 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 hydraulique

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. Au-delà de la production d'énergie renouvelable et de son développement, 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 hydrauliques en France

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions octroyées 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 hydraulique 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 hydrauliques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 susvisés, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes brutes 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.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 29 titres de concession échus au 31 décembre 2021, correspondant à une puissance installée de 2 677,4 MW, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent sous le régime dit des « délais glissants ». Il est ainsi défini 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 »*. Ce régime permet ainsi d'assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (article L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Dans ce contexte, EDF se prépare au renouvellement des concessions dans le cadre juridique alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation.

Sur ce sujet, les discussions se poursuivent entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure. 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. L'État a répondu à cette mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échanges contradictoires avec la CE sans préjuger de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a adressé ses observations à la CE le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée. Depuis, EDF a été associé à certains échanges entre l'État et la CE, notamment pour apporter des précisions d'ordre technique sur le fonctionnement du marché français.

Par ailleurs, le 7 mars 2019, la CE a adressé à la France une seconde lettre de mise en demeure relative au renouvellement des contrats des concessions hydroélectriques. Sept autres États membres ont également reçu une mise en demeure (l'Autriche, l'Allemagne, la Pologne, la Suède, le Portugal et le Royaume-Uni, et deuxième lettre de mise en demeure complémentaire à l'Italie). Plus précisément sur le cas de la France, la CE a invoqué d'une part, des problèmes d'application du droit européen de la commande publique à ces renouvellements et, d'autre part, des problèmes de non-conformité de la législation française régissant de tels renouvellements avec ce même droit européen de la commande publique.

Voir également la section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » – facteur de risque 1B « Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques ».

Le développement du parc

La loi portant lutte contre le dérèglement climatique et le renforcement de la résilience face à ses effets complète les volets de la PPE relatifs au développement de l'exploitation de l'énergie hydraulique et du stockage.

EDF a engagé une dynamique de développement en s'inscrivant pleinement dans les objectifs fixés par la loi et par la PPE en matière de développement hydraulique. La PPE a ainsi fixé des objectifs ambitieux pour le développement de l'hydroélectricité en France en visant + 1 GW de capacité gravitaire et + 1,5 GW de STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) à l'horizon 2030-2035.

Plusieurs leviers permettent de répondre à cette ambition :

- des augmentations de puissance d'ouvrages sous concession : une disposition de la loi énergie-climat du 8 novembre 2019 [2] a introduit la faculté d'utiliser une procédure de déclaration pour réaliser une augmentation de puissance, sous réserve du respect de plusieurs conditions, dont l'acceptation de l'autorité administrative ;
- le développement de projets de stockage majeurs pour répondre aux enjeux de la transition énergétique (dont l'intégration des énergies variables dans le système électrique) et aux besoins croissants de soutien d'étiage dans un contexte de changement climatique. EDF entend pleinement valoriser cet actif hydraulique au travers du Plan stockage en France et à l'international. En particulier, EDF étudie plusieurs projets de STEPs à partir d'ouvrages existants ;
- le développement de projets hydrauliques ultramarins afin de répondre aux besoins identifiés dans les PPE de ces territoires ;
- la poursuite du turbinage des débits réservés avec de nouveaux projets d'équipements sur le territoire ;
- la poursuite du développement du segment dit de « la petite hydraulique » par l'amélioration de la performance du parc existant et un développement de puissance additionnelle via des acquisitions et quelques cessions, ainsi que le développement de projets de nouveaux aménagements.

(1) Pour en savoir plus, consulter le rapport de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.
(2) Codifiée à l'article L. 511-6-1 du Code de l'énergie.

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF a toujours été soucieux de contribuer au développement durable et partagé des territoires, souvent ruraux, parfois isolés, situés à proximité des ouvrages de production hydroélectrique. EDF affiche l'ambition d'un ancrage territorial fort, articulant un rôle de concessionnaire responsable, fondé sur le dialogue et la co-construction avec l'ensemble de ses parties prenantes, et un soutien au développement économique local au travers de ses agences « Une rivière, un territoire ». Cette ambition trouve sa traduction dans un travail collaboratif étroit avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés et un dialogue de proximité avec les riverains des ouvrages.

Elle s'articule autour de deux leviers principaux :

- l'emploi en premier lieu, avec la volonté de maximiser les retombées économiques locales. EDF réalise près de deux tiers des achats techniques (matériels, travaux, études…) sur les territoires hydrauliques, au bénéfice du tissu industriel de proximité (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 1 800 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique). L'évaluation de l'empreinte emploi des activités hydroélectriques EDF en France métropolitaine est estimée à 4 340 emplois indirects [1] ;
- le dialogue permanent avec les parties prenantes, illustré notamment en 2021 par :
  - la concertation sur le franchissement piscicole de Malause sur la Garonne (Tarn-et-Garonne),
  - les 70 ans du barrage de Bort-les-Orgues (Corrèze et Cantal) avec l'organisation d'un dialogue « Parlons revitalisation » (revitalisation des petites villes et des territoires ruraux),
  - la poursuite des travaux au barrage de Poutès, (Haute-Loire),
  - l'engagement de la concertation pour la construction de deux franchissements piscicoles sur le Rhin (Haut-Rhin et Bas-Rhin) dans le cadre du plan de relance du gouvernement français.

EDF poursuit également son programme dédié « Une rivière, un territoire » lancé en 2012. Ce programme de proximité a permis de créer ou de préserver plus de 540 emplois dans les vallées par l'octroi de prêts à plus d'une cinquantaine d'entreprises locales. Plus de 750 emplois devraient être créés ou préservés d'ici 2025.

En 2021, EDF a mis en place un dispositif de prêt de plus petite envergure afin d'accompagner le développement touristique autour des ouvrages hydroélectriques. Il a maintenu son dispositif de « prêt rebond » pour soutenir la trésorerie de ses prestataires mais aussi d'acteurs essentiels à la vie économique et sociale des vallées, touchés par les impacts de la crise sanitaire.

La gestion de l'accès à l'eau

Cadre réglementaire

Réglementation applicable en matière de gestion équilibrée de la ressource en eau

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises aux règles de fond de la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau, à la sûreté des zones situées à proximité, à l'état des aménagements hydrauliques et au maintien plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau.

Les barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de près de 7 milliards de mètres cubes d'eau à leur remplissage nominal. Associés à la production électrique, les aménagements hydrauliques sont également sollicités pour intervenir dans la gestion de l'eau. Il s'agit d'une contribution importante d'EDF à la vie et au développement économique des territoires.

Ainsi, EDF n'est pas qu'un producteur hydroélectrique. Il apporte également sa contribution à la gestion durable de la ressource en eau. À titre d'exemple, il 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 (canoë-kayak…). Les retenues du complexe Durance-Verdon et de Saint-Cassien (Alpes-Maritimes) jouent ainsi un rôle fondamental pour l'irrigation des cultures en Provence ou encore l'alimentation en eau potable de la Côte d'Azur.

EDF garantit également, sur les grands réservoirs des niveaux d'eau, les cotes touristiques qui permettent le développement d'usages récréatifs et d'une économie du tourisme dans des démarches concertées. En août 2021 par exemple, le taux moyen d'occupation des hébergements du territoire du lac de Serre-Ponçon a été supérieur de 13 points au taux moyen des Hautes Alpes [2].

EDF Hydro a contribué en 2020-2021 à une mission d'expertise CGEDD-CGAAER [3] sur la mobilisation des retenues hydroélectriques pour le soutien d'étiage en Adour Garonne [4]. Au-delà des économies d'eau rendues impératives, cette mission a conclu à l'existence de leviers complémentaires au soutien actuel des rivières en été en Adour Garonne. Ces leviers sont activables sous réserve de mettre en place les moyens juridiques, financiers, techniques pour compenser la flexibilité énergétique ainsi dégradée.

La gestion de l'eau est assurée en concertation avec les différentes parties prenantes. Cela peut se formaliser par des conventions 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. EDF a ainsi mis en place une mission originale de « délégués coordonnateurs de bassin ». Elle permet d'organiser et d'assurer une 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 (Union Française de l'Électricité).

Cette représentation et cette action coordonnée au sein d'EDF dans la gestion de l'eau garantissent la durabilité de ses activités et la gestion partagée des ressources en eau. Afin de contribuer à la réflexion collective sur la gestion de l'eau, EDF Hydro s'est associée, au travers de l'UFE, aux travaux du Varenne agricole de l'eau initiés en mai 2021 par les ministères de l'Agriculture et de la Transition énergétique. Elle y a porté sa vision de l'hydroélectricité, soucieuse du partage équilibré des enjeux d'adaptation et d'atténuation du changement climatique.

1.4.1.3.2 Autres énergies renouvelables

1.4.1.3.2.1 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 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.

1.4.1.3.2.2 L'énergie géothermique

Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'appuie 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.

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 du groupe EDF Renouvelables employait 4 382 personnes au 31 décembre 2021.

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

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.

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, notamment aux États-Unis, en Chine, au Royaume-Uni et depuis 2021, au Vietnam et en Israël.

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 2021, il dispose d'une capacité installée brute de 15 577 MW, d'une capacité nette installée de 10 113 MW et de 7 997 MW bruts en cours de construction. Le portefeuille de projets représente 76 GW bruts fin 2021. L'ambition du groupe EDF en termes de capacité nette installée en éolien et solaire est d'atteindre 21 GW en 2024.

(1) Conformément aux définitions académiques couramment acceptées et sur la base d'un montant d'achat adressé en 2021 au tissu économique français de 437,6 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.
(2) https://www.dt.fr/vie-dt/2021/08/30/communique-de-presse-tourisme-sa-son-d-ete-2021-hautes-alpes-confirment-156781.
(3) CGEDD : Conseil général de l'environnement et du développement durable. CGAAER : Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux.
(4) http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/conditions-de-mobilisation-des-retenues-a3129.html.

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 l'Égypte.

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 de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Selon les cas, EDF Renouvelables développe des projets seul ou en partenariat. Fin 2021, il détient 73 % d'éolien et 26 % de solaire et 1 % de stockage 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), qui 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 2021 s'est élevée à 896 MW.

1.4.1.3.3.1 Le parc

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

(en MW)	Au 31/12/2021		Au 31/12/2020	
	Brute [1]	Nette [2]	Brute [1]	Nette [2]
Éolien				
Afrique du Sud	145	73	111	56
Allemagne	175	173	175	173
Arabie Saoudite	416	212	0	0
Belgique [3]	325	27	325	27
Brésil	571	480	329	238
Canada	560	506	560	506
Chili	175	88	115	58
Chine	905	380	617	216
Danemark	0	0	6	6
États-Unis	4 016	2 943	3 618	2 803
France	1 808	1 637	1 695	1 528
Grèce	264	238	264	238
Inde	364	262	269	177
Italie	0	0	40	25
Mexique	324	162	324	162
Pologne	68	68	0	0
Portugal	0	0	546	149
Royaume-Uni [4]	603	167	603	187
Turquie	0	0	559	280
Total éolien [5]	**10 719**	**7 416**	**10 157**	**6 828**
Solaire				
Brésil	399	199	399	199
Canada	61	42	61	42
Chili	261	131	261	131
Chine	128	123	117	113
Égypte	165	65	149	65
Émirats arabes unis	1 065	170	1 065	170
États-Unis	1 005	741	534	380
France	378	320	278	219
Grèce	32	30	12	12
Inde	657	325	207	100
Israël	427	323	324	220
Royaume-Uni	5	2	0	0
Turquie	0	0	36	18
Total solaire [5]	**4 703**	**2 591**	**3 563**	**1 790**
Stockage				
États-Unis	55	55	20	20
Royaume-Uni	100	51	49	25
Total stockage [5]	**155**	**106**	**69**	**45**
TOTAL [5]	**15 577**	**10 113**	**13 788**	**8 663**

(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 Renewables UK (les 49 % restants étant détenus par EDF Energy), voir la section 1.4.5.1 « Royaume-Uni ».
(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

En 2021, 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 24,7 TWh. Le facteur de charge à fin 2021 atteint 31 % dans l'éolien terrestre et 19 % 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 2021, EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans l'éolien terrestre contribuant ainsi à la stratégie CAP 2030 du Groupe. EDF Renouvelables totalise 9 789 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2021. Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint, sur l'année 2021, 1 533 MW bruts. Les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 445 MW bruts au 31 décembre 2021.

France

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans l'éolien terrestre en mettant en service 123 MW supplémentaires en 2021 dont les parcs de Beaujolais Vert (12 MW), de Longues Roies (43,6 MW), du Télégraphe (14,4 MW), des Vents de la Javigne (15 MW), de Roussac (15 MW) et de Champ Gourleau (22,8 MW). Par ailleurs, près de 54 MW de projets éoliens ont été mis en construction. En 2021, EDF Renouvelables a poursuivi notamment le *repowering* du parc de Tenesa en Corse (11,7 MW) et la construction du parc du Sud Arrageois (21,6 MW).

Il a lancé deux financements participatifs pour des parcs éoliens terrestres. Dans le cadre des appels d'offres de la CRE, il a remporté 5 projets éoliens pour un total de près de 350 MW. Enfin, EDF Renouvelables a signé 5 contrats de vente d'électricité (*corporate purchase agreements*, PPA) concernant 14 parcs pour un total de 144 MW.

Afrique du Sud

EDF Renouvelables a mis en service en août 2021 le parc éolien de Wesley (34,5 MW) dans l'ancienne région de Ciskei, à l'est du Cap. En octobre 2021, il a également remporté dans le cadre d'un appel d'offres gouvernemental, trois projets d'une capacité installée unitaire de 140 MW.

Arabie Saoudite

EDF Renouvelables, *leader* du consortium avec Masdar et Nesma, finalise la construction du projet de Dumat Al Jandal [1]. D'une capacité installée de 416 MW bruts, ce parc éolien sera le premier d'Arabie saoudite et le plus puissant du Moyen-Orient.

Australie

EDF Renouvelables a acquis le projet de parc éolien Banana Range dans le Queensland, d'une capacité maximale de 280 MW. Il poursuit le développement, la construction et l'exploitation de ce projet.

Brésil

Implanté sur le territoire brésilien depuis 2015, EDF Renouvelables figure parmi les *leaders* du pays dans le secteur des énergies renouvelables. La deuxième phase du parc Folha Larga Norte situé dans l'État de Bahia a été mise en service en 2021 [2]. Le complexe se compose de 82 éoliennes pour une capacité installée de 344 MW.

EDF Renouvelables détient également le parc éolien Ventos da Bahia, situé dans les communes de Bonito et Mulungu do Morro, d'une capacité totale de 365 MW dont 138 MW sont en construction.

De plus, EDF Renouvelables a lancé en fin d'année 2021 la construction d'un nouveau parc éolien Serra de Seridó de 242 MW dans l'État de Paraiba. Sa mise en service est attendue en 2023.

Chili

En 2021, le parc éolien de Cabo Leones, situé au nord du Chili, a été étendu avec 60 MW supplémentaires. En novembre 2021, EDF Renouvelables a également remporté une concession de 1 300 hectares de terrain pour développer de nouveaux projets renouvelables.

Chine

Mi 2021, EDF Renouvelables et son partenaire ont mis en service le parc éolien terrestre de Rongshui I et II d'une capacité de 88 MW.

États-Unis

En 2021, EDF Renouvelables a mis en service trois parcs éoliens aux États-Unis. Deux parcs sont situés au Texas : Las Majadas (272,6 MW) mis en service en février, et Coyote (242,5 MW) en mars. Le parc éolien de Milligan (300 MW) est situé au Nebraska, il a été mis en service au mois de mai. Par ailleurs, le parc éolien de King Creek (393,4 MW) au Texas, est actuellement en cours de construction. Un contrat d'achat d'électricité (PPA) de 15 ans pour une part de 100 MW a été signé entre EDF Renouvelables et Coopérative électrique de Pedernales Inc. (PEC) pour ce projet.

Lors de la vague de froid extrême au Texas en février 2021, des pics de prix de l'électricité sur plusieurs jours ont été observés. EDF Renouvelables a mis à l'arrêt quatre parcs éoliens et a dû réaliser des achats d'énergie à des prix très élevés afin d'honorer ses engagements contractuels.

Maroc

EDF Renouvelables et Mitsui & Co. Ltd., groupe international de trading et d'investissement avec un portefeuille d'activités diversifié, poursuivent la construction du parc éolien de Taza (87 MW), situé dans le nord du Maroc. La mise en service est prévue en 2022.

Pologne

EDF Renouvelables a mis en service trois projets de parcs éoliens, d'une puissance totale de 68 MW, remportés en appel d'offres fin 2019.

Portugal

EDF Renouvelables a cédé 149 MW nets de capacités éoliennes à un partenaire local.

Turquie

EDF Renouvelables a cédé l'ensemble de ses participations dans l'éolien terrestre en juin 2021.

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 14 GW bruts de projets en développement, en construction, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance. EDF Renouvelables est présent en Europe (Allemagne, Belgique, France, Irlande, Royaume-Uni) où il est le 8e acteur avec près de 2 GW de projets en construction. Il est aussi présent en Chine et a pris position aux États-Unis.

France

EDF Renouvelables est le *leader* de l'éolien en mer avec 4 projets remportés sur 7 dans le cadre d'appels d'offres lancés par l'État français.

- 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. L'ensemble des demandes d'autorisation a été accordé pour ces trois projets. Le montage partenarial associe EDF Renouvelables, Enbridge Inc. et wpd pour les projets de Fécamp et Courseulles-sur-Mer. Pour le projet de Saint-Nazaire, EDF Renouvelables est associé à Enbridge Inc. En 2019, l'État français a confirmé ces trois projets éoliens en mer. La construction du parc éolien de Saint-Nazaire, lancée en septembre 2019, s'est poursuivie en 2021 avec le lancement des travaux en mer [3]. Celle de Fécamp qui avait démarré en juin 2020 est en cours. En 2021, un financement participatif a été réalisé pour ce projet. Enfin, la construction du parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer a été lancée en février 2021.
- Le projet de Dunkerque a été remporté en juin 2019 par un consortium constitué d'EDF Renouvelables et des sociétés Innogy (actuel RWE) et Enbridge. Suite à un débat public organisé par la Commission particulière du débat public au quatrième trimestre 2020, le consortium en charge de la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc d'une capacité installée de près de 600 MW et RTE qui réalisera le raccordement électrique, ont confirmé en mai 2021 leur décision commune de poursuivre le développement du projet [4]. Depuis décembre 2021, EDF Renouvelables et Enbridge ont augmenté leur participation dans le projet éolien de Dunkerque, suite au retrait de RWE.
- En 2021, EDF Renouvelables a été présélectionné pour deux projets éoliens en mer lancés par le gouvernement. L'un est situé en Normandie et l'autre dans le Sud de la Bretagne pour un parc éolien en mer flottant.
- EDF Renouvelables mène par ailleurs un projet de parc pilote (Provence Grand Large) en mer Méditerranée basé sur la technologie de l'éolien flottant. L'opération de financement du projet a été réalisée fin 2021.

Chine

Fin novembre 2021, le parc éolien de Dongtai V de 200 MW, a été mis en service. Les parcs éoliens de Dongtai IV et V, d'une capacité totale de 502 MW, sont situés au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai. Ils sont détenus par la joint-venture composée de EDF (EDF Renouvelables et EDF Chine) et China Energy Investment Corporation (CEI).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 12 avril 2021 « Le consortium Masdar, EDF Renouvelables et Nesma finalise le financement d'une centrale solaire de 300 MW en Arabie saoudite et lance sa construction ».

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 5 mai 2021 « EDF Renouvelables met en service un complexe éolien de 344 MW au Brésil ».

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 28 août 2021 « Construction du premier parc éolien en mer à Saint-Nazaire : finalisation de la fabrication des composants et poursuite des opérations en mer ».

(4) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 10 mai 2021 « Poursuite du développement du projet éolien en mer de Dunkerque et de son raccordement électrique suite au Débat Public ».

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 1,5 GW de capacité à développer [1].

Royaume-Uni
EDF Renouvelables a poursuivi en 2021 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. L'impact de la pandémie de Covid sur la chaîne d'approvisionnement mondiale ainsi que des problèmes techniques ont entraîné des retards dans le calendrier prévisionnel de la mise en service du projet.

EDF Renouvelables a également scellé un partenariat avec le malaysien Tenaga pour le parc expérimental de Blyth Offshore Demonstrator Limited (BODL) de 100 MW de capacité totale. Plus de 40 MW sont actuellement en exploitation. Le projet de parc éolien en mer flottant de Blyth II est actuellement en développement.

La filière solaire photovoltaïque

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque. À fin 2021, la capacité solaire installée s'élève à 4 703 MWc bruts (2 591 MWc nets), en augmentation de 801 MWc nets, soit + 45 %, par rapport à fin 2020.

EDF Renouvelables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 4 300 MWc bruts.

France
EDF Renouvelables 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 », c'est-à-dire des friches industrielles, des sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières. Ces sites peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques. L'entreprise cherche à développer également des projets solaires agrivoltaïques.

EDF Renouvelables a mis en service 18 centrales solaires en 2021 pour un total de 100,6 MW et a lancé la construction de 30 centrales solaires pour 240 MW nets de capacités. Le portefeuille de projets solaires en France d'EDF comprend 532 MWc de projets autorisés à fin 2021.

EDF Renouvelables a remporté un total de 153 MWc de capacité solaire au sol dans le cadre des appels d'offres de la CRE en 2021 (« Innovation 3 », « CRE 4.9 » et « CRE 4.10 ») et figure désormais troisième au classement des acteurs lauréats de ces appels d'offres. En mars 2021, EDF Renouvelables a remporté le projet de centrale solaire sur l'aéroport de Deauville-Normandie d'une puissance de 60 MWc [2].

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

- des projets d'agrivoltaïsme : en janvier 2021, EDF Renouvelables aux côtés de la Chambre d'Agriculture France et la FNSEA, a signé une charte pour développer et mieux encadrer les projets photovoltaïques au sol sur terres agricoles. En mai 2021, EDF Renouvelables est entré au capital (à hauteur de 45 %) de Green Lighthouse Development (GLHD), pionnier des projets solaires agrivoltaïques en France ;
- des projets de centrales solaires flottantes : Lazer, le premier projet du groupe EDF situé sur le Buëch, dans les Hautes Alpes, est en cours de construction depuis février 2021. D'une puissance de 20 MWc, la centrale sera installée sur une retenue hydroélectrique, couvrant les trois quarts de la surface totale du plan d'eau.

Certains projets font l'objet d'une campagne de financement participatif qui permet d'associer des habitants de la région au financement des projets concernés. C'est le cas de 8 centrales en 2021. Enfin, EDF Renouvelables a signé 2 contrats de vente d'électricité (*corporate purchase agreements*, PPA) pour 2 centrales solaires de 70 MW de capacité cumulée.

Afrique du Sud
En septembre 2021, EDF Renouvelables et son partenaire Pele Green Energy ont été retenus pour construire et exploiter une centrale solaire de 100 MW au sein de la mine de platine de Mogalakwena, dans la province de Limpopo dans le cadre d'un appel d'offres mené par l'entreprise minière Anglo-American Platinum.

États-Unis
EDF Renouvelables Amérique du Nord construit près de 1,2 GW de projets solaires à fin 2021 et finalise notamment les centrales solaires de Maverick 6 et 7 en Californie pour un total de près de 310 MW.

Émirats arabes unis
En juillet 2020, le consortium constitué d'EDF Renouvelables et du chinois Jinko Power Technologie Co. Ltd. a remporté l'appel d'offres pour le projet photovoltaïque d'Al Dhafra. La future centrale solaire sera implantée à 35 kilomètres au sud d'Abu Dhabi. D'une capacité installée de 2 GW, elle représente le plus puissant projet solaire au monde et alimentera en électricité l'équivalent de 160 000 foyers locaux chaque année.

Grèce
EDF Renouvelables poursuit son développement dans le solaire avec la construction de deux centrales photovoltaïques pour un total de 90 MW et a mis en service 20 MW en 2021.

Inde
EDF Renouvelables développe son activité solaire au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune créée à cet effet en 2016 avec Total EREN [3].

EDEN finalise la construction de la centrale photovoltaïque de SECI III (450 MW) au Rajasthan, dans le nord de l'Inde.

Israël
EDF Renouvelables est *leader* sur ce marché avec plus de 20 centrales photovoltaïques pour une puissance totale de 427 MWc. Il a mis en service en juin 2021, la centrale solaire de Timna d'une capacité installée de 60 MW, dans la vallée de l'Arava. EDF Renouvelables construit actuellement 9 projets solaires au sol totalisant 120 MWc de capacités dont trois projets solaires flottants sur des réservoirs d'eau.

L'exploitation et maintenance

EDF Renouvelables, 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 Renouvelables exploite 17,5 GW à fin décembre 2021 avec près de 1 200 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur neuf pays. EDF Renouvelables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance en Amérique du Nord où elle gère plus de 13 GW. Ses positions en Europe et dans le reste du monde dépassent les 4 GW à fin 2021.

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 trois centres de supervision en temps réel situés en France à Colombiers, en Allemagne à Emden et en Californie à San Diego.

Depuis 2017, EDF Renouvelables détient une filiale spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer, la société allemande Offshore Wind Solutions GmbH (OWS). OWS intervient pour le parc éolien en mer de BARD Offshore 1 (400 MW) situé à 95 km des côtes allemandes en Mer du Nord.

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : en Belgique, en Grèce, au Royaume-Uni, en Allemagne et en France. Ces entités d'exploitation-maintenance sont destinées à positionner les équipes d'intervention au plus près des parcs éoliens ou solaires. Fin 2021, EDF Renouvelables a ouvert son premier centre de maintenance éolien en mer en France à La Turballe. Une centaine de techniciens de maintenance y travailleront en 2022 pour exploiter le futur parc éolien en mer de Saint Nazaire.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 1er juillet 2021 « Le groupe EDF remporte un projet éolien en mer de 1,5 GW aux États-Unis ».
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 26 mars 2021 « Lancement du projet de centrale photovoltaïque sur l'aéroport de Deauville-Normandie »
(3) Arrangement dénommé EREN Renewable Energy.

La filière des énergies réparties

France

EDF ENR intervient en qualité d'acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée. Elle 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, elle 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 45 000 installations réalisées, EDF ENR occupe aujourd'hui une position de *leader*.

Sur le marché résidentiel, elle réalise près de 30 % 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. Il 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, rebaptisées Photowatt Lab, 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 parallèle, 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 et 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.

Chine

En 2018, EDF Renouvelables a créé une co-entreprise avec Asia Clean Capital (ACC). La société commune vise à construire et exploiter un portefeuille de projets d'énergie solaire répartie en toiture.

En 2019, EDF Renouvelables a acquis, auprès d'ACC, une participation majoritaire dans un portefeuille d'actifs de 77 MWc d'installations photovoltaïques en toiture.

Israël

En 2021, EDF Renouvelables a été lauréat d'un appel à candidatures de la municipalité de Netanya représentant un potentiel d'environ 40 MWc pour développer du solaire en toiture.

Vietnam

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

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, connectées 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. 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.

États-Unis

EDF Renouvelables a mis en service un système de stockage de 35 MW dans le cadre du projet solaire Desert Harvest 2 en Californie. Actuellement, 180 MW de stockage sont en construction rattachés à des projets solaires. Les projets devraient être mis en service en 2022.

En septembre 2021, EDF Renouvelables a signé un PPA d'une durée de 15 ans pour réaliser et exploiter Desert Quartzite, un projet d'envergure de 377 MWc de capacité solaire couplé à un système de stockage (600 MWh) en Californie.

Royaume-Uni

En juin 2021, EDF Renouvelables, *via* sa *start-up* Pivot Power, a mis en service ses deux premières batteries connectées au réseau de transport, situées à Cowley (Oxford) (dans le cadre du projet *Energy Superhub Oxford* dirigé par Pivot Power) et à Kemsley, respectivement en juin et octobre 2021.

Fin 2021, Pivot Power a également lancé la construction d'une installation de stockage par batteries qui sera connectée au réseau national de transmission au nord-ouest de Birmingham. La batterie lithium-ion de 50 MW/100 MWh stockera de l'électricité pour alimenter plus de 100 000 foyers pendant 2 heures. La mise en service est prévue pour le printemps 2022 et comprendra initialement 38 chargeurs rapides à ultrarapides.

Pérou

EDF Renouvelables a remporté fin 2021 un appel d'offres pour un projet d'énergies renouvelables à Iquitos. L'entreprise assurera le développement, la construction et l'exploitation d'environ 100 MW de capacités photovoltaïques, et de plus de 100 MWh de stockage par batteries. L'entreprise a signé un contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec Electro Oriente, une entreprise publique péruvienne de distribution d'électricité.

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.

28 millions
SITES CLIENTS EN FRANCE (1)

243,8 TWh
VENTES D'ELECTRICITÉ EN 2021 (2)

37,9 TWh
VENTES DE GAZ EN 2021 (3)

(1) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg, dont 25,9 millions en électricité et 2,1 millions en gaz.
(2) Périmètre EDF Direction Commerce (hors cessions aux entreprises locales de distribution) + 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 1er 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.

Depuis six ans, le nombre de fournisseurs d'électricité actifs sur le territoire national, hors fournisseurs historiques, a plus que doublé. Il est passé de 24 fin 2015 à 51 au 30 septembre 2021 (1).

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 2021, selon le cas, à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'ARENH pour 100 TWh. Au guichet de novembre 2021 la demande des fournisseurs alternatifs pour livraison 2022 a atteint 160,33 TWh pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh. Voir aussi la section 1.4.3.3 « Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) ».

Le 13 janvier 2022, compte tenu du contexte de hausse des prix de l'électricité, le gouvernement français a annoncé une augmentation à titre exceptionnel de 20 TWh du volume de l'ARENH qui sera livré en 2022, à un prix de 46,2 €/MWh.

Le gouvernement a publié le 12 mars 2022 le décret (2) et les arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels d'ARENH sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire, à un prix égal à la moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale portant sur l'année 2022, soit 257 €/MWh. La CRE répartira les volumes additionnels d'ARENH entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022. Cette décision fixe le prix de rachat par EDF des volumes additionnels d'ARENH de 20 TWh devant être mis à disposition des fournisseurs en 2022. À la suite de la publication du décret et des arrêtés ARENH, EDF étudie toutes les possibilités de préserver ses intérêts.

Voir également dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » le risque 1A de la section 2.2.1 « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH ».

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 cet 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, consultatifs 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 rattachent ;
- le prix de l'ARENH après publication du rapport présentant les méthodes d'agrégation et de compensation 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 subsidiaire, la CRE prend à ses décisions en matière de raccordement aux réseaux et de fixation des niveaux de prise en charge et d'ajustement des droits des tiers auprès d'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 juge 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 (CoRDiS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), entre autre, 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) Selon l'Observatoire des marchés de détail du troisième trimestre 2021 de la CRE : fournisseurs ayant déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse). Au 30 septembre 2021, un peu plus de 100 fournisseurs non historiques d'électricité sont actifs sur le territoire.
(2) Décret no 2022-342 du 11 mars 2022.

1.4.2.1.2 Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité

Accès aux tarifs réglementés d'électricité

Concernant les modifications du cadre législatif et réglementaire, et les mouvements tarifaires de l'année des tarifs réglementés de vente d'électricité en France (TRV – tarifs bleus), voir les notes 5.1.1 et 23 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 à la section 6.1.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi énergie climat, la situation pour l'électricité, 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 1er janvier 2016, ces sites ne peuvent plus souscrire d'offre aux tarifs réglementés de vente, 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 ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients ont droit à des tarifs réglementés de vente. 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 tarifs réglementés de vente au-delà du 31 décembre 2020. Les consommateurs n'entrant pas dans cette catégorie, à l'issue du processus décrit par la loi, ont perdu le bénéfice du tarif réglementé au 31 décembre 2020 ;
- 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 tarifs réglementés de vente.

Cadre réglementaire

Tarifs bleus – mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la 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, les clients résidentiels et non résidentiels[1] dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA ont droit au tarif réglementé de vente et 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 dans le but 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 6 200 conseillers clientèle, tous basés en France, et de ses 8 Directions Commerciales Régionales ;
- l'innovation permanente dans les domaines du numérique, de la mobilité électrique, des solutions d'autoconsommation ou encore des flexibilités électriques.

EDF est devenue 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 le domaine 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

EDF innove au quotidien et la satisfaction des clients particuliers est une priorité. Environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation après un contact téléphonique avec EDF. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie, publié en mai 2021, EDF présente également le plus faible taux de litiges, loin derrière ses principaux concurrents. L'expérience client offerte est à la fois numérique (espace client, t'chat, *web call back*, application mobile, solutions numériques, réseaux sociaux, etc.) et humaine via ses conseillers, tous basés en France.

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité au tarif réglementé de vente et propose aussi une gamme complète d'offres de marché en électricité. Cette gamme était constituée en 2021 des offres « Mes Jours Zen », « Mes Jours Zen Plus », « Vert Électrique », « Vert Électrique Weekend », « Vert Électrique Auto », « Vert Électrique Régional » et « Digiwatt ». Cette dernière offre a été toutefois suspendue en décembre 2021 dans le contexte de hausse des prix de l'énergie. En 2021, l'offre « Vert Électrique Régional » a accueilli deux nouvelles régions, Pays de la Loire et Occitanie, en plus de la Bretagne. Cette offre a également obtenu le label VertVolt Choix Engagé de l'ADEME.

EDF propose une gamme d'offres de marché en gaz. L'offre « Avantage Gaz » propose un prix du kWh (hors taxes) fixe pendant quatre ans. L'offre « Avantage Gaz Durable », en plus des caractéristiques de l'offre « Avantage Gaz », propose une compensation carbone liée à la consommation estimée de gaz du client. L'offre « Avantage Gaz Connecté » donne aux clients la possibilité de piloter leur chauffage à distance grâce à l'achat d'un thermostat connecté. Depuis 2020 l'offre « Avantage Gaz Optimisé » destinée aux clients préférant garder une référence au prix du tarif réglementé de vente de gaz vient compléter cette gamme. Cette offre est indexée à 2 % en dessous du prix du kWh HT du tarif réglementé de gaz.

Les fonctionnalités et les services

En lien avec ses offres de fourniture, EDF accompagne ses clients particuliers pour qu'ils puissent suivre et comprendre leurs consommations d'énergie. L'objectif est de les inciter à réaliser des économies d'énergie avec les solutions numériques « Mes Éco et Moi »[2]. Les clients qui consultent plus de 2 à 3 fois par mois leur outil de suivi de consommation peuvent ainsi réaliser jusqu'à 12 % d'économies sur leurs factures[3].

EDF propose, en partenariat avec AXA, une gamme complète d'offres d'assistance, nommées « Solution Dépannage Confiance », déclinées en trois options pour bénéficier d'un dépannage rapide.

EDF commercialise également, en partenariat avec Axa, une offre d'assurance facture qui a été repositionnée et enrichie en 2021 avec « Assurénergie+ ». En cas d'hospitalisation, d'arrêt de travail, de perte d'emploi, d'invalidité, d'accident ou de maladie, le client perçoit une indemnité égale au montant mensuel estimé de ses factures d'énergie, et ce jusqu'à 1 an. Des aides pour faciliter son quotidien peuvent également lui être proposées en fonction de sa situation.

(1) Modalités d'éligibilité définies dans la décision du 29 janvier 2020 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale.
(2) Disponibles via l'espace client sur le site et l'application « EDF et Moi ».
(3) Enquête interne R&D EDF.

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. En plus des offres développées en 2019 (dépannage d'urgence, petits travaux, rénovation intérieure, entretien chaudière), IZI by EDF propose à présent des offres clé en main de rénovation énergétique autour des solutions de chauffage (pompes à chaleur, chaudières), d'isolation, de ventilation et de pose de fenêtres (avec le calcul et la déduction de toutes les aides réglementaires du devis client), Elle accompagne ses clients avec un interlocuteur dédié de bout en bout, un engagement fort de qualité et des solutions de financement.

IZI by EDF propose également une solution complète pour passer à la mobilité électrique incluant l'installation de la borne de recharge au domicile, la fourniture d'électricité verte avec « Vert Électrique Auto », le « pass mobilité » (opéré par IZIVIA) pour se recharger partout en Europe, et le véhicule électrique en leasing. Voir aussi la section 1.4.6.1.4 « Les autres activités de services du groupe EDF » – « IZI by EDF ».

Dans le cadre du dispositif « Coup de Pouce Chauffage » [1], EDF a lancé son offre « Mon chauffage Durable » dès janvier 2019. L'offre permet de remplacer un moyen de chauffage vieillissant par un chauffage performant. Cette offre va plus loin que le dispositif réglementaire en proposant des primes complémentaires.

En mai 2020, EDF a lancé « Check », un assistant déménagement sur smartphone. Proposé sous forme de *webapp*, Check fait bénéficier ses utilisateurs d'une *check-list* personnalisée pour ne rien oublier et déménager sereinement. Les clients ayant souscrit 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.

Enfin, EDF investit dans l'*open innovation* avec « EDF Pulse & You », une plateforme numérique et collaborative de co-construction avec les internautes et les *start-up*. Cette plateforme permet notamment de co-construire des objets connectés, d'améliorer des interfaces d'applications ou d'accélérer l'acceptabilité sociale autour des mobilités douces.

Afin de démocratiser l'accès au *crowdfunding* [2], EDF a lancé en 2021 un portail web dédié aux investissements participatifs pour la transition énergétique soutenus par le Groupe, accessible à partir de la plateforme EDF Pulse & You et en partenariat avec des opérateurs de *crowdfunding* agréés.

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 1er 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 TWh cumac).

La cinquième période des CEE, qui couvre de 2022 à 2025, accroît l'effort de réduction de la consommation d'énergie des Français, notamment par des économies d'énergie additionnelles aux CEE, renforce le dispositif en faveur des ménages en précarité énergétique, prévoit notamment une hausse de l'obligation précarité, permette notamment aux ménages aux précaires, hausse de la pénalité prévue à 20 €/MWh cumac tout en maintenant l'effort pour les fournisseurs d'énergies fossiles. L'obligation nationale est fixée à 2 400 TWh cumac pour la période (soit 730 TWh cumac d'obligation « précarité » cette dernière étant en hausse significative par rapport à celle de la quatrième période.

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. Il 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 [3].

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. Ainsi, EDF s'est engagé 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 va plus loin que les obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale [4] en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Voir la section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale ».

1.4.2.2.1.2 Les clients du marché d'affaires

Acteur ancré dans les territoires, EDF s'engage aux côtés de ses clients Entreprises et Collectivités pour accélérer leurs ambitions en matière de performance durable, de compétitivité et de décarbonation en lien avec l'objectif national de neutralité carbone.

Les offres d'EDF

EDF propose différentes gammes d'offres de fourniture d'électricité et de gaz ainsi que des offres de services. Elles visent à accompagner les clients entreprises et professionnels, notamment dans leurs démarches de décarbonation.

Pour les petites entreprises et professionnels, EDF propose des contrats simples associés à des services de gestion tout en optimisant leur approvisionnement en énergie. 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 une valorisation de leur capacité d'effacement le cas échéant.

À travers la structure de ses offres, EDF incite ses clients à optimiser leurs consommations en proposant, par exemple, une différenciation des prix entre heures pleines et heures creuses, ou entre prix d'été et prix d'hiver. Pour les clients professionnels, EDF propose également une offre innovante à prix réduits le soir, après 20 h, et les week-ends et jours fériés, utilisant les possibilités offertes par les compteurs communicants.

EDF dispose d'une gamme enrichie de solutions et services à destination de tous les clients en électricité ou gaz, grandes ou petites entreprises. Il s'agit par exemple du suivi en ligne des consommations, de la dématérialisation des factures, de l'assistance-dépannage, de conseils (optimisation de la puissance souscrite, audits et conseils énergétiques, aide à la mise en œuvre de la certification ISO 50001, etc.). Ces offres s'adressent notamment aux clients souhaitant s'engager dans un système de *management* de l'énergie. En complément, EDF propose des offres autour du génie électrique visant à sécuriser les installations électriques intérieures des clients.

S'agissant des très grands clients, EDF a mis en place des offres de service dédiées. Elles permettent de les accompagner dans leurs objectifs de décarbonation *via* la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO_2.

EDF accompagne également les clients Entreprises et Collectivités dans leur volonté de s'engager dans la transition énergétique :

- EDF propose à tous ses clients, et pour toutes ses offres d'électricité, la possibilité de choisir une option qui garantit une production d'électricité d'origine renouvelable correspondant à l'équivalent de 100 % de leur consommation. Il facilite leur communication vis-à-vis de leurs propres clients sur leur engagement dans la transition énergétique ;
- EDF développe également pour ses grands clients, avec sa filiale Agregio, des solutions de type PPA (*Power Purchase Agreement*) réalisées à partir d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable ;
- des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées sont proposées 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 de nouvelles 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 ;
- enfin, EDF accompagne ses clients Entreprises et Collectivités dans leurs projets de mobilité électrique au travers de conseils d'aide au dimensionnement des installations, de vente ou de location de bornes électriques de recharge et de services associés, en lien avec sa filiale IZIVIA. EDF a par ailleurs noué plusieurs partenariats avec des constructeurs et des *leaders* du secteur automobile.

(1) Lancé par le gouvernement le 14 janvier 2019.
(2) Investissement participatif.
(3) Sous réserve de répondre aux exigences strictes de la réglementation des CEE en vigueur et d'avoir transmis les justificatifs
(4) Pendant la période de trêve hivernale, du 1er novembre au 31 mars, les fournisseurs d'électricité ne peuvent procéder, dans une résidence principale, à l'interruption de la fourniture d'électricité pour non-paiement des factures (article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles et décret n° 2014-274 du 27 février 2014 modifiant le décret n° 2008-780 du 13 août 2008).

La production de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

EDF encourage également ses clients industriels, tertiaires et collectivités à réaliser des économies d'énergie au travers de la réalisation de travaux sur les process industriels, l'isolation des bâtiments collectifs et tertiaires. EDF participe à la lutte contre la précarité à travers son lien avec les bailleurs sociaux et la rénovation de leur parc immobilier. 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.

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, il a conduit des transformations majeures pour améliorer significativement, et en continu, l'expérience client et la qualité de service délivrée.

EDF a mis en place un dispositif de suivi couvrant toutes les étapes de la relation client. L'objectif est d'anticiper les évolutions et attentes en matière de fourniture d'énergie, de services, d'informations et d'accompagnement. Cette approche a permis une hausse significative de la satisfaction globale sur l'ensemble des segments de clients d'EDF depuis 2017. Ces résultats ont été soulignés dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie publié en mai 2021 d'après lequel EDF a le plus faible taux de litiges, loin derrière ses principaux concurrents.

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, ports et aéroports).

Le groupe EDF agit pour ces clients dans trois domaines :

- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins décrits dans les appels d'offres) ;
- 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 2021, en matière de satisfaction globale vis-à-vis d'EDF Collectivités, plus de 9 clients sur 10 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 « Montant de charges » destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2020, 130 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation. Par ailleurs, EDF finance des programmes CEE notamment pour les collectivités.

1.4.2.2.2 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, pour les accompagner dans la transition énergétique et la décarbonation de leurs usages.

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.

En région, 45 Directeurs de Développement sont présents sur l'ensemble des territoires afin qu'EDF réponde au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes moyennes et rurales.

1.4.2.2.3 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 dimension protection du patrimoine que sur celle de 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. Tous les conseillers de la Direction Commerce sont équipés d'un PC portable et de moyens d'accès distants sécurisés. Le chiffrement de surface est activé sur tous les postes des conseillers. Les demandes d'exercice de droits des clients sont généralement gérées conjointement avec le Délégué à la Protection des Données (DPO).

1.4.3 Activités d'optimisation en France

L'électricité ne se stockant pas, EDF doit fournir, à chaque instant, la juste quantité d'électricité correspondant à la demande de ses clients, au meilleur coût. 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 et 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 de l'information privilégiée, 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 suivre 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 transactions du marché de gros de l'énergie.

Les acteurs de 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 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 doivent surveiller les échanges de produits énergétiques de gros et les États membres notifient le régime des sanctions applicables aux violations de REMIT.

En France, la réglementation applicable est la suivante :

- la loi Brottes n° 2013-312 du 15 avril 2013 confie à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT, et au CoRDiS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT ;
- l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 précise les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, d'enregistrement des personnes organisant des transactions et de procédures ;
- l'ordonnance n° 2020-845 du 22 juillet 2020 relative aux procédures devant le Collège de la CRE et portant sur le traitement de l'article 57 de la loi 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat).

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 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 la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » – facteur de risque 2C « Risque marchés énergies ».

Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne 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.

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 d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires) ;
- gestion des stocks (combustibles fossiles, 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 1.4.6.3 « 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 permis d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

Sur le périmètre d'EDF en France continentale, la DOAAT assure vis-à-vis du gestionnaire de Réseau de Transport d'Électricité RTE le rôle de « responsable d'équilibre ». Dans ce cadre, EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, qui permette de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF.

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 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

1.4.3.3 Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

Se reporter aux notes 5.1.1 et 23 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2021 de la section 6.1 ainsi qu'à la section 1.4.2.1.1 "La concurrence".

1.4.3.4 Mécanisme de capacité

Se reporter à l'annexe 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2021.

1.4.3.5 Périmètres d'équilibre et de capacité dédiés aux Obligations d'Achat et ventes sur les marchés

Cadre réglementaire

EDF est obligé d'acheter l'électricité produite par les installations de production dont le gouvernement souhaite soutenir le développement (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). Conformément à la législation (art. L. 121-7 du Code de l'énergie), les surcoûts résultant de cette obligation d'achat sont compensés sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »). Suite à 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 1er juillet 2015.

(1) Source RTE.

La DOAAT organise la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie. Ceci rend la gestion de ce périmètre totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Ainsi, depuis novembre 2015, 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. Les volumes prévisibles à long terme (la part dite « quasi certaine » des OA) sont vendus depuis janvier 2016 par appels d'offres transparents et non discriminatoires.

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.

Depuis le 1er janvier 2017, les coûts de gestion de cette mission de service public sont compensés.

1.4.4 Activités régulées de transport et de distribution en France

Les activités de transport et de distribution d'électricité en France continentale 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 ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives) pour la moyenne et basse tension.

RTE, gestionnaire de réseau de transport indépendant suivant le modèle *Independant Transmission Operator* en droit communautaire et Enedis sont des filiales 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)



Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er 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 2021, avec moins de 100 000 kilomètres de lignes aériennes, plus de 6 000 kilomètres de lignes souterraines, 2 900 postes électriques en exploitation ou co-exploitation et 51 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe continentale. Son positionnement géographique 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, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les installations de production d'électricité quels que soient les choix énergétiques futurs. RTE, par son expertise et ses rapports, éclaire les choix des pouvoirs publics.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF au 31 décembre 2021, *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. 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 6 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 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.

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 exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051. 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 conditions d'indépendance posées par ce code. 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.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité :

- intégration du marché européen ;
- restructuration profonde du parc de production ;
- évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général ; et
- maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins de ses clients et de la collectivité.

Le 25 octobre 2021, RTE a publié les principaux enseignements de son étude prospective « Futurs énergétiques 2050 », une analyse détaillée de l'évolution du système électrique français. Ce rapport présente des trajectoires de consommation et des six scénarios de mix de production électriques qui garantiront la sécurité d'approvisionnement, tout en respectant les engagements pris par la France dans le cadre de l'Accord de Paris en 2015. Ce travail inédit est une première en Europe par l'ampleur de l'analyse proposée et de la concertation réalisée avec les parties prenantes de RTE.

Cadre réglementaire

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. Le 1er août 2021, ce nouveau tarif est entré en vigueur, pour une durée de quatre ans, avec une augmentation initiale de 1,04 %. Sur cette période tarifaire 2021-2024, la délibération prévoit une augmentation de 1,5 % par an en moyenne (sur l'année) (hypothèse d'une inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an). La rémunération financière des actifs de RTE 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 1er janvier 2022 à 15,1 milliards d'euros (1). Elle représente l'actif régulé du RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours. Les dotations aux amortissements et 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.

1.4.4.1.2.1 Maintenance de l'infrastructure de transport

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 d'urgence.

L'intégration progressive des nouvelles technologies, en particulier le monitoring, permet d'une part, d'optimiser les politiques techniques et, d'autre part, de développer la maintenance conditionnelle et prédictive en renforçant l'efficacité de chaque opération 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 rendra possible l'élaboration de nouvelles stratégies de gestion des actifs pouvant conduire à des équilibres différents entre maintenance, réhabilitation et renouvellement.

1.4.4.1.2.2 Développement et réalisation de nouveaux investissements

Dans un contexte de transition énergétique qui modifie les fondamentaux du système électrique français, RTE fait évoluer ses activités pour préparer et accompagner ces grandes mutations.

Chaque année, RTE élabore un programme annuel d'investissements soumis à la CRE pour approbation. En 2021, le montant total des investissements réalisés par RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 578 millions d'euros. Les principaux investissements ont porté sur :

- la poursuite des travaux de construction de l'interconnexion à courant continu « Savoie-Piémont » entre la France et l'Italie et la finalisation de la liaison « IFA 2 » entre la France et le Royaume-Uni mise en service en janvier 2021 ;
- le lancement des travaux de raccordement du futur parc éolien en mer du Calvados ;
- la poursuite des travaux du raccordement des parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Fécamp et Saint-Brieuc ;
- la fin de la reconstruction de la ligne à 400 000 volts « Avelin-Gavrelle » entre le sud de Lille et le nord-ouest d'Arras (mise en service en décembre 2021) ;
- la poursuite des travaux pour la création du poste 400/225 kV Sud Aveyron et d'augmentation de la capacité de la ligne 400 kV Eguzon-Marmagne ;
- le démarrage des travaux de réhabilitation de l'axe 225 kV Champagnole-Saône-Génissiat et de la reconstruction de Champvert Saint Eloi ;
- la poursuite de la mise en souterrain d'initiative locale (MESL) de Villeneuve-la-Garenne ;
- la poursuite du programme « Haute-Durance » (sécurisation de l'alimentation de la vallée du même nom).

RTE prévoit sur la période 2021-2025 une hausse continue de son programme d'investissement (+ 50 % sur 4 ans). Elle traduit notamment la mise en œuvre de la trajectoire présentée dans le SDDR (Schéma décennal de développement du réseau) pour contribuer aux objectifs climatiques européens, accompagner la transition énergétique ainsi que les évolutions liées à l'intégration européenne des marchés. Elle se caractérise par la poursuite d'investissements importants en développement et renouvellement du réseau, des systèmes d'information et de l'immobilier.

Sont principalement concernés :

- le renouvellement du réseau vieillissant, avec un enjeu de reconstruction/réhabilitation du « réseau du quotidien » construit lors de l'électrification de la France dans les années 50. La pyramide des âges des actifs « réseau » de RTE va donner lieu, sur la seconde moitié de la décennie, à une poursuite de la hausse des investissements de renouvellement ;
- le développement du réseau en mer, avec des projets de raccordement de parcs éoliens *offshore* qui se concrétisent (entrée en service du parc de St-Nazaire en 2022) et qui se multiplient (lancement d'un 8e appel d'offres dans le cadre de la planification pluriannuelle de l'énergie).

En tant que gestionnaire d'infrastructures, RTE accompagne ces évolutions du mix énergétique français et fait évoluer ses pratiques afin d'augmenter sa performance. Le montant du programme d'investissements pour 2022 de RTE, approuvé par la CRE, est de 1 857,2 millions d'euros.

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 et dus aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés, 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.

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, la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et le développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent aux acteurs de marché d'acheter et de vendre de l'énergie dans d'autre pays de l'Europe, en jouant sur les 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 également les services que des Centres de coordination rendent aux gestionnaires de réseaux de transport, dans un cadre harmonisé et en mettant en œuvre entre eux des modalités de fourniture complémentaires et résiliantes. Les 5 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…) pour lesquels les gestionnaires de réseaux et les Centres de coordination élaborent actuellement des méthodologies communes avant leur mise en œuvre à compter de mi-2022 pour les premiers d'entre eux.

(1) Montant à valider par la CRE.

1.4.4.1.3 Bilan énergétique 2021

En France, la consommation corrigée d'électricité [1] (Corse comprise) atteint 468 TWh [2] sur l'année 2021. Elle progresse de 1,7 % par rapport à 2020 où elle avait atteint 460 TWh. Cette hausse est imputable à la reprise de l'activité économique après une année 2020 marquée par la crise sanitaire.

En 2021, le solde des échanges commerciaux français a connu une légère baisse de 0,2 % par rapport à l'année précédente pour s'établir à 43,1 TWh [3]. Le solde est toujours exportateur en 2021, sauf vis-à-vis de la zone CWE [4].

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 2021 de ces indicateurs sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 4 min 5 s (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et la fréquence de coupure de 0,33 (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

1.4.4.2 La distribution - Enedis

37,7 millions DE CLIENTS

1,4 million DE KM DE RESEAU

4 379 M€ INVESTISSEMENTS EN 2021

38 701 COLLABORATEURS

415 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).

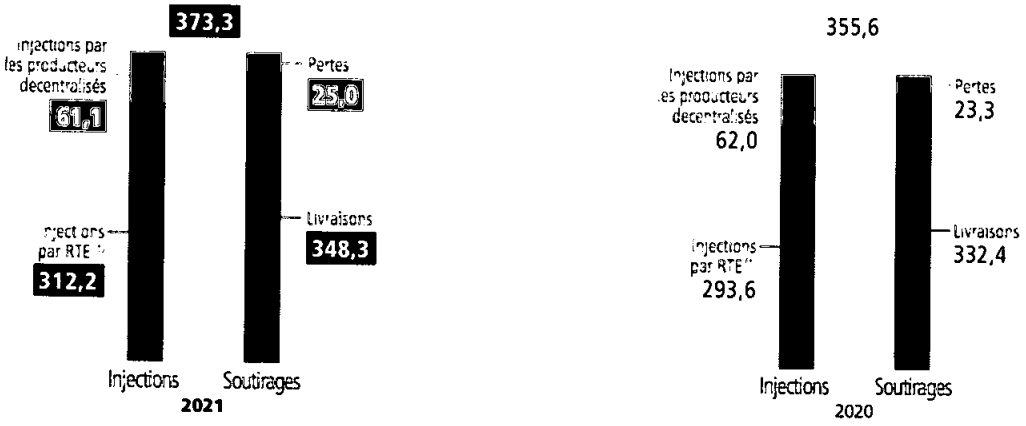
En 2021, Enedis a distribué l'électricité à plus de 37,7 millions de clients (points de livraison). Il a permis l'injection de plus de 514 532 sites de production en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,4 million de kilomètres. À ces chiffres il faut ajouter plus de 22 108 producteurs ayant déclaré des installations en autoconsommation sans injection. Ceci porte à plus de 536 640 le nombre total d'installations de production.

Le réseau de distribution dont Enedis est concessionnaire est constitué au 31 décembre 2021 d'environ :

- 658 836 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 732 881 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 243 postes sources HTB/HTA ;
- 801 385 postes de transformation HTA/BT.

Bilan simplifié des flux énergétiques

(en TWh)



(1) Les volumes d'injections RTE sont présentés nets du refoulement vers le réseau de transport.
(2) Ces valeurs correspondent à l'expression en énergie brute des valeurs précises.

Les pertes électriques sont inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution. Elles résultent principalement 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 1 495 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, 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 consultations organisées par la mission Obligation d'Achat, au sein de la DOAAT.

L'accès d'Enedis aux droits à l'ARENH pour les pertes se fait, le cas échéant, au travers d'appels d'offres spécifiques auprès d'un panel de fournisseurs qualifiés pour ce produit.

(1) 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.
(2) Donnée au 20 janvier 2022, source Bilan électrique.
(3) Source RTE – Bilan électrique.
(4) Central West Europe comprenant la France, l'Allemagne et le Benelux, dans laquelle les prix de marché sont couplés depuis 2010.

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 en 2008. Créée en 2008, ERDF est devenue Enedis le 1er juin 2016. Cette nouvelle dénomination traduit l'engagement fort de l'entreprise dans la transition énergétique au lendemain de la COP21. Elle permet également 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 du réseau public de 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.
- Depuis le 1er août 2020, le Directoire est composé de 5 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 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 ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ses activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales au titre de ses activités ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- 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 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.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

Évolution des investissements

En 2021, 4 379 millions d'euros ont été investis par Enedis. 1 856 millions d'euros ont été consacrés aux raccordements (consommateurs et producteurs) et à l'adaptation du réseau à la charge. 2 064 millions d'euros l'ont été à la qualité de la desserte, la sécurisation des réseaux, la sécurité, la préservation de l'environnement et le déploiement des compteurs Linky. Ce sont autant de domaines où les attentes identifiées des clients, des collectivités locales et des autorités concédantes sont particulièrement fortes. Enfin, 458 millions d'euros ont été investis dans les systèmes d'information et les moyens d'exploitation (véhicules, engins, immobilier…).

Les investissements de raccordement sont à leur plus haut niveau depuis 2015 du fait d'une forte croissance de la demande. Celle-ci 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 743 millions d'euros en 2021. Au total, près de 5 122 millions d'euros ont donc été investis en 2021, en France continentale, sur les réseaux de distribution.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2021	2020
Raccordements et renforcements	1 856	1 584
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	499	409
Outils de travail et moyens d'exploitation	458	379
Modernisation du réseau [1]	1 566	1 589
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	**4 379**	**3 962**
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS [2]	**743**	**730**
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**5 122**	**4 692**

(1) Dont Linky : 492 millions d'euros en 2021, 682 millions d'euros en 2020, 722 millions d'euros en 2019, 792 millions d'euros en 2018 et 612 millions d'euros en 2017 (dépenses de généralisation et liées à la post-expérimentation).

(2) 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).

Par ailleurs, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant comptabilisé en 2021 s'élève à 332 millions d'euros (contre 314 millions d'euros en 2020).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2021, le temps moyen de coupure, hors incidents transport et hors incidents exceptionnels, est de 57 minutes. Ce résultat, l'un des meilleurs depuis 15 ans, est la combinaison d'une année climatique relativement favorable et du bénéfice des actions de résilience menées ces dernières années. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur 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 2021, la FIRE a été mobilisée à 5 reprises.

Le développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre Enedis, en 2021, on constate une croissance importante des raccordements photovoltaïques avec 2 539 MW d'installations photovoltaïques nouvelles raccordées (contre 876 MW à fin 2020). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également avec 1 008 MW raccordés en 2021 (contre 789 MW en 2020).

À fin 2021, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 27,8 GW. Il est composé respectivement de 11,7 GW de centrales photovoltaïques et de 16,1 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques (1,6 GW), les cogénérations (2,6 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2021, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 33,9 GW.

Plus de 51 790 installations photovoltaïques petits producteurs ont également été raccordées en autoconsommation en 2021 ce qui représente près de 96 % 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 marché de l'électricité

L'augmentation du nombre d'acteurs du marché s'est poursuivie en 2021. En 5 ans, le nombre de responsables d'équilibre à crû de plus de 37 % et le nombre de fournisseurs a doublé. À fin 2021, 70 responsables d'équilibre sont en activité. Enedis procède à la reconstitution des flux à leur périmètre pour nourrir le mécanisme de responsable d'équilibre porté par RTE. 93 fournisseurs d'électricité, opérant sur le marché français, ont un contrat avec Enedis définissant les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique en soutirage englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité. Par ailleurs, plus de 470 nouveaux acteurs tiers sont en contrat avec Enedis pour exploiter les données de consommation fines des clients, sur autorisation de ces derniers, à des fins de services énergétiques.

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 Électriques. Voir la section 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

Concessions

Au 31 décembre 2021, Enedis est co-concessionnaire avec EDF de 415 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.

Le 21 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. Vingt-cinq ans après l'accord de 1992 avec la FNCCR, ce nouvel accord associe France urbaine qui représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes. La plupart de ses membres disposent de la compétence d'autorité concédante de distribution publique d'électricité.

Le nouveau modèle de contrat entériné par cet accord 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.

En dépit de la crise sanitaire, le renouvellement des contrats de concession s'est poursuivi en 2021 à un rythme soutenu. Au 31 décembre 2021, 291 contrats de concession ont ainsi été conclus sur la base du nouveau modèle. Les négociations se poursuivent en vue de renouveler dans les meilleurs délais les contrats restants, signés selon d'anciens modèles de contrat.

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 et lois, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique 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 elles constituent un démembrement.

La mise en place des activités de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité résulte, imposée par les directives européennes, à conduit à l'identification d'un service public s'articulant autour de 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. 343-3 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 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[1].

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 mise en concurrence.

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF 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) 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.
(2) Défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Pour répondre à la complexité de la Transition Énergétique, le réseau de distribution d'électricité poursuit sa révolution numérique

Les réseaux d'électricité deviennent de plus en plus complexes à gérer et à piloter en temps réel. Ceci est lié notamment à l'arrivée massive, sur le réseau de distribution, d'électricité produite à partir de sources renouvelables par nature intermittentes.

Dans ce contexte et pour répondre aux défis de la transition écologique, Enedis s'appuie sur les nouvelles technologies numériques permettant notamment l'équipement des réseaux avec des centaines de milliers de capteurs. Ceci permet de mieux gérer les flux d'électricité mais également de rendre les réseaux plus résilients aux aléas climatiques. Ainsi Enedis a pour objectif d'augmenter significativement ses investissements dès 2022 à 3,6 milliards d'euros (hors Linky) et les porter à 4 milliards d'euros d'ici à 2025. Enedis prévoit de maintenir au moins ce niveau d'ici à 2035 pour plus de 60 milliards d'euros d'investissements cumulés. Enedis a également élaboré des scénarios à l'horizon 2050 concernant la transformation des réseaux.

À ce jour, le déploiement, à l'échelle industrielle, des technologies *smart grids* est un levier essentiel pour permettre l'accélération de la transition écologique. L'exemple phare est le compteur bidirectionnel Linky. La phase de déploiement généralisé des compteurs Linky, lancée le 1er décembre 2015, s'est achevée le 31 décembre 2021. Ce déploiement est un succès : le coût final du projet est inférieur au budget initial, les délais ont été tenus et la performance du système de comptage est bonne. Les investissements cumulés (2014-2021) s'élèvent à 3 907 millions d'euros, pour 34,26 millions de compteurs Linky installés [1] dont 34 millions ouverts à tous les services. Le taux de compteurs Linky posés est ainsi de 90,1 %, un peu au-dessus de la valeur repère fixée par la CRE pour fin 2021 (90%). De plus, le taux d'équipement du parc en compteurs communicants, et ouverts à tous les services, se situe à 89,4 %, au-dessus de l'objectif indicatif fixé par la CRE (84,5 % à fin 2021).

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 régulée 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 %. Elle peut se traduire également par des malus ne pouvant cependant pas dépasser la rémunération fixée en deçà d'un plancher fixé à 6,25 %. 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 2023.

En complément, un dispositif 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 2023-2037. Ce dispositif tarifaire, assorti d'une compensation des coûts de portage financier (taux à 4,6 %), sera entièrement apuré d'ici à 2050. Au 31 décembre 2021, le différé est de 1 994 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 2021, en application du référentiel comptable en vigueur à cette date).

Enedis s'attache également à faire connaître et valoriser les services rendus possibles avec Linky en particulier la création de nouvelles offres par les fournisseurs et la mise sur le marché par les équipementiers de matériels connectés à linky (bornes de recharge démarrant aux périodes tarifaires avantageuses, gestion automatique de la recharge, aide à la gestion de la consommation pour les clients précaires…).

Enedis a aussi pour objectif d'équiper plus de 25 000 postes de distribution publique d'objets connectés d'ici à 2025. 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. Un quart 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 [2] 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 de collecte d'Enedis, 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 Liberté).

Un service public à impact positif au service de la transition écologique

Acteur majeur du système électrique français, Enedis est convaincue qu'il n'y aura pas de performance industrielle et économique sans exemplarité sociale, sociétale et environnementale.

Ainsi Enedis a construit un projet d'entreprise pour les années 2020-2025. Il est issu d'une expérience inédite de dialogue avec les parties prenantes internes et externes lancée en mai 2020. À l'issue de cette consultation, Enedis a pu affirmer ses valeurs et sa raison d'être informelle : « Devenir le service public préféré des Français au service de la transition écologique dans les territoires ».

Les attentes sur le thème de la Responsabilité Sociétale et Environnementale (RSE) sont ressorties très fortement. En conséquence, la politique RSE de l'Entreprise a été rendue plus lisible et ainsi plus visible. Elle développe de nouveaux principes tels que l'exemplarité en tant qu'employeur, l'élargissement de l'intégration des parties prenantes dans la gouvernance en région, le partage des *datas* issues des compteurs intelligents pour une meilleure maîtrise des nouveaux usages électriques ou encore le développement des territoires et la contribution à leurs politiques de développement durable.

Les ambitions et engagements de cette nouvelle politique RSE sont organisés autour de 3 piliers : un service public à impacts positifs pour la planète, pour les femmes et les hommes, pour les territoires. Ils se déclinent en 15 enjeux qui contribuent à 10 des 17 Objectifs de Développement Durable (ODD) de l'ONU.

(1) Y compris compteurs de l'expérimentation.

(2) L'Agence ORE (Opérateurs de Réseaux d'Energie) 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 multi-énergie, multigestionnaires de réseaux de distribution pour accompagner la transition énergétique dans les territoires français, en open data et sous forme de datavisualisations.

La France en tête grâce au réseau intelligent d'Enedis

Le service public de distribution d'électricité français a pris la première place du palmarès du SGI 2021 [1]. Il a été élu GRD [2] le plus smart du monde. Basée sur plusieurs critères, la note globale d'Enedis atteint les 96,4 % (sur 100 %). Enedis poursuit sa dynamique industrielle, technique et technologique pour faire du réseau public de distribution d'électricité en France, une référence mondiale pour les années à venir.

Agir pour atténuer le changement climatique

L'ambition d'Enedis est de contribuer à atteindre la « neutralité carbone » d'ici à 2050 en réduisant drastiquement ses propres émissions de gaz à effet de serre. Au-delà, Elle souhaite impulser une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs dans l'esprit du label RFAR (Relations Fournisseurs Achats Responsables). Les émissions résiduelles seront compensées par le financement de projets certifiés et auditables, au travers par exemple d'opérations de reforestation prévues majoritairement après 2030.

Enedis entend par ailleurs contribuer aux objectifs de l'Accord de Paris en accélérant le déploiement de solutions électriques décarbonées à grande échelle et la maîtrise de la consommation d'électricité grâce aux compteurs communicants et aux réseaux intelligents.

Enedis contribuera à la neutralité carbone d'ici 2050, en réduisant drastiquement les 1,2 Mt CO_2 équivalent de ses émissions propres (scopes 1 et 2) et en impulsant une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs et prestataires pour réduire le plus fortement possible les 2,4 Mt CO_2 équivalent du scope 3.

Pour atteindre un premier objectif de réduction de 20 % en 2025 par rapport à 2017 (année du dernier bilan CO_2 global), Enedis prévoit de :

- poursuivre l'électrification de son parc de véhicules, en visant 100 % de véhicules électriques pour les véhicules légers en 2030, et au plus tard en 2050 pour les engins de chantier (à fin 2021, la flotte d'entreprise est composée 3 647 véhicules électriques soit 20,5 %) ;
- remplacer progressivement ses groupes électrogènes de secours par des solutions mobiles à faibles émissions de CO_2 (batteries, piles à combustibles) ;
- réduire ses émissions de SF_6 grâce à une maintenance optimisée des postes sources et un changement de technologie pour les nouvelles cellules HTA (déjà mise en œuvre par certains de ses fournisseurs) ;
- réduire ses émissions liées aux achats des pertes grâce aux ENR dont la production se substitue en partie à des productions carbonées ;
- réduire les consommations d'énergie de ses sites tertiaires, dont ceux liées aux technologies de l'information, au rythme de réduction prévu par le « décret tertiaire » (40 % en 2030 par rapport à 2010) ;
- optimiser les déplacements personnels et professionnels : grâce au développement du télétravail, à la réduction des interventions chez les clients permises par le compteur Linky et à la diminution du nombre de réunions remplacées de plus en plus par des visioconférences ;
- engager ses fournisseurs et prestataires vers la neutralité carbone, au travers de chartes d'engagement, de critères environnementaux, d'écoconception des matériels et d'utilisation de matières recyclées. À cet effet, Enedis a propose en 2021 une journée de « sensibilisation aux achats décarbonés » auprès de l'ensemble des acheteurs d'Enedis.

Enedis sera un acteur clé dans la mise en œuvre de la Stratégie Nationale Bas Carbone en favorisant les solutions électriques innovantes, en substitution aux énergies fossiles, et le pilotage intelligent du système électrique pour maîtriser les consommations.

Enedis se mobilise pour :

- faciliter l'intégration des nouvelles solutions électriques au réseau de distribution : énergies renouvelables (67 GW d'ENR à 2035), bornes de recharge électriques (12 millions connectées au réseau en 2035), autoconsommation, stockage ;
- développer l'usage de l'électricité et des processus plus efficients tels que les pompes à chaleur ;
- maîtriser les consommations grâce aux réseaux électriques intelligents et aux compteurs communicants ;
- assurer le pilotage intelligent du système électrique à un coût maîtrisé, en développant de nouvelles flexibilités.

Afin de valider sa stratégie bas carbone, Enedis contribuera aux engagements de réduction des GES du groupe EDF dans le contexte de la certification *Science Based Targets* (SBTi) portée par le Groupe.

En complément de ses actions en faveur du climat, Enedis œuvre en faveur de la préservation de la biodiversité. À titre d'exemple, il mène des actions visant à protéger les oiseaux des risques d'électrocution au travers de son partenariat avec la Ligue de Protection des Oiseaux (LPO) renouvelé en 2021. Il soutient d'autres actions sous la bannière « Entreprises engagées pour la nature ».

Par ailleurs, Enedis a engagé une vaste opération de sensibilisation de ses salariés au changement climatique au travers de la démultiplication de la « Fresque du Climat » (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique » – la « Fresque du climat »). À fin 2021, près de 5 000 salariés ont été sensibilisés au travers d'ateliers traitant des causes et des conséquences du changement climatique.

Enfin, le plan d'adaptation au changement climatique d'Enedis est en cours de finalisation. Il est réalisé selon les principes de la TCFD (*Task Force on Climate-related Financial Disclosures*) et tient compte à la fois des risques physiques et des risques de transition.

1.4.4.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés au réseau métropolitain continental. Il s'agit de 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 de plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux structures :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) 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) 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)

(1) Édition 2021 du Smart Grid Index de Singapore Power group. Le Smart Grid Index mesure l'intelligence des réseaux électriques à l'échelle mondiale en comparant plus de 80 opérateurs de réseau de distribution dans 37 pays, sur la base de 7 critères identifiés tels que respect de l'environnement, data, intégration des ENR, digitalisation, cybersécurité, satisfaction clients, etc. L'analyse comparative identifie également les meilleures pratiques pour construire des réseaux plus intelligents qui offrent le meilleur service aux clients.

(2) Gestionnaire de Réseau de Distribution.

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES SEI

	Données à fin 2021 Total
Nombre de clients	Environ 1 200 000
Longueur réseaux *(en km)*	Environ 38 900
Puissance nette installée du parc* *(en MW)*	2 005
dont parc hydraulique et autres renouvelables	22 %
dont parc thermique	78 %
Production* nette *(en GWh)*	6 061
dont production hydraulique	23 %
Achats d'énergie auprès des tiers *(en GWh)*	3 904
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	49 %
dont autres énergies	51 %
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE* ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 965**

* *Données incluant la Direction EDF 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

Les centrales de production mises en service par EDF PEI entre 2012 et 2015 à la Réunion, en Martinique, en Guadeloupe et en Corse sont équipées de technologies innovantes. Elles permettent de délivrer les meilleures performances industrielles et environnementales. De plus, elles contribuent à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires.

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 seront construites et exploitées par la filiale EDF PEI. Dans les territoires où la PPE le prévoira, EDF PEI envisage d'exploiter de nouvelles centrales qui fonctionneront à la biomasse liquide (répondant aux exigences de la directive Red II) ou au gaz en Corse.

EDF PEI envisage également de convertir ses centrales existantes au bioliquide.

Actuellement partenaire dans une ferme photovoltaïque avec stockage en Guyane et dans une ferme éolienne avec stockage en Martinique (mise en service en 2019), EDF PEI renforce également sa présence dans les ENR par le biais de projets en relation avec EDF Renouvelables.

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 à poursuivre le développement et le renforcement des réseaux électriques. Au total, le groupe EDF a investi, en 2021, plus de 300 millions d'euros dans les activités Production (incluant EDF PEI) et 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

La loi de transition énergétique fixe un objectif d'autonomie énergétique à 2030 pour les DOM et à 2050 pour la Corse.

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux Système Énergétiques Insulaires : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie, à coûts de production compétitifs, mais aussi maîtrisés sur la durée. L'objectif est de les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables non synchrones dans les SEI. 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 a également raccordé et pilote plusieurs systèmes de stockage centralisé qui sont utilisés en réserve de puissance, en cas de perte d'un moyen de production, ou pour couvrir les pointes de consommation.

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. Une partie du cirque de Mafate à la Réunion est alimentée par de la production solaire avec une batterie et un stockage hydrogène. En 2021, EDF a mis en service à Saint-Georges de l'Oyapock en Guyane (4 000 habitants) un microréseau alimenté par 100 % d'énergies renouvelables (hydraulique et biomasse solide) 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 a engagé le déploiement dans les départements d'Outre-mer (hors Mayotte) et en Corse de 1,2 million de compteurs numériques d'ici fin 2023. 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 2021, plus de 715 000 compteurs ont été posés.

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 au travers de ses quatre activités : la distribution d'électricité [1], la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet à ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

ÉS effectue également des prestations au profit d'Entreprises Locales de Distribution (ELD), principalement dans l'est de la France.

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.

1.4.4.4.1 Distribution

Strasbourg Électricité Réseaux est la filiale de distribution d'ÉS. Elle exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique de plus de 15 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes qui lui ont concédé leur réseau de distribution d'électricité. Les contrats de ces concessions ont été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans. Le territoire desservi couvre les trois quarts du département du Bas-Rhin. Il

(1) 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.

compte plus de 575 000 points de livraison dans les différents niveaux de tension, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseaux en aval.

1.4.4.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'ÉS. À fin 2021, ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies plus de 563 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et plus de 113 000 en gaz, aussi bien particuliers qu'entreprises (tertiaire et industrie) ou collectivités.

En complément de la fourniture d'électricité et de gaz, ÉS Énergies Strasbourg propose à ses clients des services associés. Il s'agit notamment de services de dépannage (électricité, gaz ou plomberie) et de services digitaux destinés à aider les clients à mieux gérer leurs consommations d'énergie. ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement. Ils portent sur la rénovation et la construction dans l'habitat *via* un portail de mise en relation des clients avec un réseau de partenaires locaux. Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg est active dans le développement du photovoltaïque. Elle promeut la mobilité douce dont notamment les infrastructures de recharge des véhicules électriques.

1.4.4.4.3 Services énergétiques

ÉS Services Énergétiques, filiale spécialisée dans les services énergétiques, est détenue à parts égales par ÉS et Dalkia. En matière de transition énergétique, ÉS Services Énergétiques se positionne comme apporteur de solutions durables et créateur de performance énergétique. Elle propose des offres attractives sur les marchés globaux de performance et les contrats de performance énergétique, ainsi que 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. ÉS Services Énergétiques exploite trois grands réseaux de chaleur de l'Eurométropole de Strasbourg ainsi que la centrale biomasse qui alimente en énergie verte deux de ces réseaux, permettant d'économiser 40 000 tonnes de CO_2 par an, l'équivalent des émissions de 17 000 voitures.

1.4.4.4.4 Production d'énergie renouvelable

Géothermie profonde

ÉS est l'un des principaux acteurs de la géothermie profonde en France. Elle exploite depuis 2016 la première centrale de géothermie profonde à usage industriel à Rittershoffen dont la production thermique d'eau surchauffée renouvelable est d'environ 180 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 6 GWh/an.

ÉS a également engagé un troisième projet de géothermie situé à Illkirch-Graffenstaden au sud de Strasbourg. Les travaux, débutés en 2018, sont actuellement suspendus suite à des événements sismiques attribués à un opérateur tiers et ayant touché l'Eurométropole de Strasbourg fin 2020. Par ailleurs, les résultats techniques du premier puits étant nettement inférieurs à la cible pour une exploitation future, ÉS a procédé sur l'exercice 2020 à une dépréciation de ces actifs.

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 70 GWh d'électricité d'origine renouvelable et environ 112 GWh de chaleur d'origine renouvelable.

Hydraulique

La centrale hydraulique du Framont d'une puissance de 400 kW a été inaugurée en septembre 2019. Elle permet, selon l'hydraulicité, la production d'environ 1,5 GWh/an, soit la consommation électrique annuelle de 350 logements.

Par ailleurs, ÉS détient depuis 2011 une participation de 35 % dans le groupe SERHY, société 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/an.

1.4.5 Activités du Groupe à l'international

Le groupe EDF fournit de l'électricité et du gaz à près de 38,5 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 (voir 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ») et d'autres sociétés du Groupe (Imtech, EDF Renewables UK, Pod Point).

L'objectif d'EDF, le plus grand producteur d'électricité à faible émission de carbone du pays, est d'aider le Royaume-Uni à atteindre la neutralité carbone. Pour ce faire, EDF mène la transition vers un système énergétique décarboné dans ses sept domaines d'activité :

- la production d'électricité et la fourniture de prestations de démantèlement ;
- la fourniture aux particuliers et clients professionnels d'électricité, de gaz et de services énergétiques ;
- la construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point, en partenariat avec CGN ;
- le développement d'autres nouvelles centrales nucléaires ;
- les énergies renouvelables *via* EDF Renewables UK, filiale d'EDF Energy et co-entreprise entre EDF Energy et EDF Renouvelables ;
- la fourniture de services techniques et de solutions énergétiques et bas carbone sur les sites des clients *via* Imtech, une JV détenue avec Dalkia ;
- la mobilité électrique.

EDF Trading fournit des services d'optimisation et de gestion des risques au groupe EDF ainsi qu'à des tiers.

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens et le plus gros producteur d'électricité bas carbone au Royaume-Uni. Il produit environ 14 % de l'électricité du pays [1]. EDF Energy fournit du gaz et de l'électricité à environ 6 millions de clients professionnels et résidentiels à fin décembre 2021. La société emploie 11 141 collaborateurs au 31 décembre 2021 répartis sur différents sites à travers le pays.

EDF Renewables UK développe et met en place des projets de production et de stockage d'énergie renouvelable au Royaume-Uni et en Irlande. Il dispose de près de 1 GW brut de capacité en exploitation et de près de 4 GW en planification et en développement. Ceci inclut le développement de grosses batteries de stockage et de connectique haute performance pour permettre une recharge rapide des véhicules électriques *via* Pivot Power [2].

Imtech est l'un des principaux fournisseurs de services techniques et d'ingénierie au Royaume-Uni. Il intervient aussi bien dans les domaines des services d'ingénierie et de la contractualisation (Imtech Engineering Services et SUIR) que dans la gestion des installations techniques (Imtech Inviron), l'intégration des systèmes et des solutions numériques (Capula), les services énergétiques et contrats de performance énergétique notamment dans le secteur public (Breathe).

Dans le domaine de la mobilité électrique, EDF détient une participation majoritaire dans Pod Point, l'une des plus grandes sociétés d'installation de bornes de recharge de véhicules électriques au Royaume-Uni [3]. En novembre 2021, une part minoritaire du capital de Pod Point a été introduite à la Bourse de Londres. EDF vise

(1) Calcul tenant compte de la production d'électricité d'EDF Energy à partir de son parc nucléaire, de ses centrales à charbon et au gaz et de son parc éolien au prorata de ses pourcentages de détention. Si l'on ajoute les capacités d'EDF Renewables, la contribution totale d'EDF à l'électricité à faible teneur en carbone du pays s'élève à 15,76 %. EDF a également produit 1,1 % de l'électricité provenant des centrales à charbon et gaz.

(2) https://www.pivot-power.co.uk/who-we-are.

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 13 février 2020 « Le groupe EDF fait l'acquisition de Pod Point, un acteur majeur de la recharge pour véhicules électriques au Royaume-Uni ».

ainsi à maintenir et renforcer sa position dominante dans les activités de recharge au Royaume-Uni, en développant la recharge intelligente, en proposant des tarifs bas carbone et, plus largement, des services pour accompagner la transition vers la mobilité électrique.

EDF contribue à la mise en œuvre du « Plan en dix points pour une révolution industrielle verte » [1] du gouvernement britannique qui inclut des investissements de plus de 50 milliards de livres sterling dans la production britannique décarbonée d'ici 2035.

1.4.5.1.1 Stratégie et développement durable d'EDF au Royaume-Uni

EDF contribue aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Groupe et à sa trajectoire d'intensité carbone. Dans sa feuille de route pour le développement durable, il a présenté ses progrès et projets pour aider la Grande-Bretagne à atteindre la neutralité carbone et, plus largement, ses objectifs en matière de développement durable. Au cours de l'année qui a été celle de la COP26 sur le climat à Glasgow, EDF a mené une campagne au Royaume-Uni à la fois externe et interne auprès de ses salariés afin de les sensibiliser aux enjeux de la neutralité carbone.

Les récentes hausses des prix de l'énergie, induites par les prix mondiaux du gaz, pèsent fortement sur l'environnement opérationnel au Royaume-Uni. Au-delà des problèmes de pouvoir d'achat auxquels font face les clients et des fortes pressions financières subies par les fournisseurs d'énergie, cette crise a entraîné un niveau sans précédent de faillites de fournisseurs du marché de détail de l'énergie en Grande-Bretagne. À la suite de la cessation d'activité de Green Network Energy, de Utility Point et de Zog, EDF est intervenu afin de reprendre leurs 590 000 clients résidentiels cumulés dans le cadre du processus de fournisseur de dernier recours de l'Ofgem. Les niveaux de prix ont mis en évidence la nécessité d'investir dans l'électricité et les technologies bas carbone afin de mettre un terme à la dépendance du Royaume-Uni vis-à-vis des importations de combustibles fossiles. Ils ont également montré l'importance de fournisseurs fiables et résilients tels qu'EDF.

Dans le cadre de son activité client, EDF Energy dessert 3,7 millions de foyers et d'entreprises britanniques ainsi que des services publics au sens large, à travers une expérience client d'excellence (EDF a maintenu un score *Great* – Très bon – sur Trustpilot. Il figure en 3e position sur 22 fournisseurs d'énergie notés par Citizens Advice sur la période juillet-septembre 2021 et en 2e position parmi les grands fournisseurs tels que définis par l'Ofgem). EDF Energy aide les ménages, les entreprises et le secteur public britanniques à atteindre la neutralité carbone, dans des domaines tels que la mobilité électrique, le chauffage à faible émission de carbone, les services de flexibilité et les compteurs intelligents associés à des solutions liées à la donnée.

EDF Energy remplit ses obligations réglementaires en tant que *leader* dans le domaine des installations d'efficacité énergétique. Il intervient par le biais du programme d'obligation des énergéticiens (*Energy Company Obligation* – ECO) et dans le cadre du programme national de déploiement à moindres coûts de compteurs intelligents dans les foyers et petites entreprises. En 2021, EDF Energy a installé près de 452 000 compteurs intelligents supplémentaires.

La crise sanitaire, combinée au mécanisme de plafonnement des tarifs par défaut sur le marché résidentiel britannique, à la crise énergétique de 2021 et à un environnement extrêmement concurrentiel, a démontré que la maîtrise des coûts et un modèle d'exploitation efficient et résilient demeurent des priorités essentielles. Afin de faire évoluer son offre et de renforcer sa relation client, EDF a annoncé un partenariat commercial avec Kraken Technologies. Il porte sur la migration, à compter de 2023, des données relatives à ses 3,7 millions de clients résidentiels et PME vers la plateforme EnTech, *leader* du marché. Le délai de réalisation de ce projet est de 18 mois. Cette plateforme adaptable permet également à EDF de répondre aux besoins énergétiques futurs de ses clients dans le cadre d'un passage à la voiture électrique ou l'installation d'une pompe à chaleur par exemple.

En matière de production d'électricité, la priorité d'EDF est d'assurer le maintien d'activités sûres, fiables et commercialement rentables. Ceci implique de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à travers la centrale au charbon de West Burton A. La centrale dispose d'accords de capacité au Royaume-Uni jusqu'en septembre 2022, date à laquelle elle cessera de produire, soit deux ans avant la date limite de sortie du charbon décidée par le gouvernement britannique.

EDF Energy, qui a déjà entamé le démantèlement de la centrale au charbon de Cottam fermée en 2019, explore des approches de démantèlement et de déconstruction durables telles que l'économie circulaire. L'un des éléments clés d'une transition juste et bas carbone réside dans l'accompagnement de la main-d'œuvre sur lequel EDF travaille en étroite collaboration avec les syndicats.

En août 2021, EDF a finalisé la vente de la centrale CCGT de West Burton B (1 332 MW) et d'une batterie de 49 MW sur ce même site à EIG.

L'actuel parc britannique de centrales nucléaires d'EDF fournit environ 15 à 20 % de l'électricité du pays depuis le milieu des années 1970. Il traverse une période de changement qui a fait l'objet de nombreux travaux préparatoires. Depuis l'acquisition du parc nucléaire britannique en 2009, EDF a investi 6 milliards de livres sterling et a produit plus de 30 % d'électricité bas carbone de plus que prévu initialement.

EDF Energy a pris la décision de faire passer en phase de déchargement du combustible les centrales de Dungeness B (à compter de juin 2021), Hunterston B (d'ici janvier 2022), et Hinkley Point B (d'ici juillet 2022). La fermeture des quatre centrales RAG restantes est actuellement prévue d'ici 2028. Aux termes d'un accord conclu avec le gouvernement britannique en juin 2021, il incombe à EDF d'opérer le déchargement du combustible des sept centrales RAG dans les dix prochaines années.

EDF s'engage à garantir l'excellence nucléaire et à tout mettre en œuvre afin de préserver les compétences ainsi que les savoir-faire techniques pendant cette période de transition pour le secteur nucléaire.

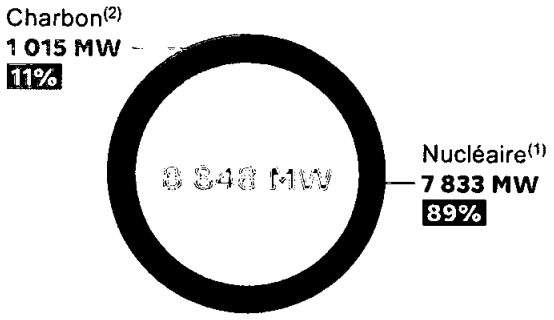
En partenariat avec China General Nuclear Corporation (CGN), EDF construit deux nouvelles tranches nucléaires (d'une capacité totale de 3,2 GW) à Hinkley Point dans le Somerset, reposant sur la technologie EPR. EDF Energy travaille également à la préparation du projet de construction d'un EPR similaire de 3,2 GW à Sizewell, dans le Suffolk, avec le soutien actif du gouvernement britannique. Des discussions sont en cours concernant le financement du projet (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire »). Dans le cadre de ses projets, EDF Energy explore également des solutions qui utilisent le fonctionnement du réacteur nucléaire pour produire de l'hydrogène et de la chaleur.

(1) *EDF working to help deliver Government's "10 point plan" for green recovery* (EDF contribue à la mise en œuvre du « plan en 10 points » du gouvernement pour une « révolution industrielle verte ») https://www.edfenergy.com/about/green-recovery.

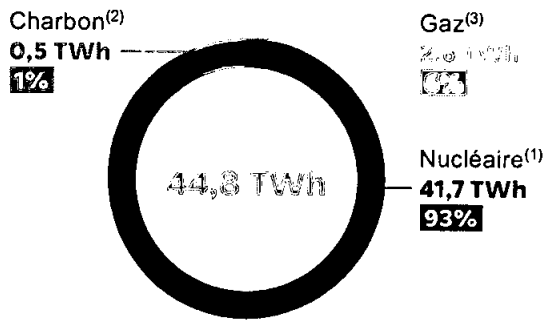
1.4.5.1.2 Les activités d'EDF Energy

Capacité installée et production d'EDF Energy au Royaume-Uni - 2021

Capacité installée



Production d'électricité



(1) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire réparties à 80 % pour EDF Energy et Centrica

(2) La capacité de charbon représente une « capacité d'entrée de connexion »

(3) La capacité de gaz inclut 1,35 MW de Barkantine CHP.

NB : les valeurs sont arrondies

EDF Energy	31/12/2021	31/12/2020
Électricité fournie [1] *(en GWh)*	[illegible]	40 850
Gaz fourni *(en GWh)*	36 032	29 462
Nombre de comptes clients résidentiels *(en milliers)* [2]	[illegible]	4 837
Nombre de salariés [3]	[illegible]	11 717
Taux global d'accidents déclarés [4]	[illegible]	0,59
Nombre total de prises (Pod Point)	[illegible]	91 610

(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 conduisant à un arrêt de travail, un décès, la nécessité d'un aménagement de poste ou d'un traitement médical (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 pour Hinkley Point C s'élève à 0,062 à fin décembre 2021.

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 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 pour chacune de ses centrales nucléaires existantes et pour les centrales en construction et 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 disposent d'une assurance responsabilité nucléaire ;
- la loi sur l'énergie de 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 détaille la description des 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, et qui prévoient la protection des travailleurs et du public contre les rayonnements ionisants ;
- les *Environmental Permitting (England & Wales) Regulations 2016* et *The Environmental Authorisations (Scotland) Regulations 2018*. Les réglementations de 2016 fournissent le cadre actuel d'autorisation des substances radioactives. Celles de 2018 fournissent le cadre d'autorisation des activités environnementales et réglementent actuellement que les activités liées aux substances radioactives. L'EA et 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 exploités comme base de son régime de surveillance et d'application des lois. L'ONR dispose de pouvoirs d'exécution 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 arrangements variations des opérations. La sanction maximale pour le non-respect de la législation en matière de sûreté est une amende illimitée ou une peine d'emprisonnement d'une durée maximale de deux ans pour les Directeurs ou les deux.

1.4.5.1.2.2 La production nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires (soit quinze réacteurs) d'une capacité totale de 8,9 GW au Royaume-Uni (au 1er janvier 2021). Centrica détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société mère détenant les actifs de production nucléaire (hors Nouveau Nucléaire).

Le 7 juin 2021, il a été annoncé que Dungeness ne serait pas remis en service et entrerait en phase de déchargement du combustible avec effet immédiat. À Hunterston B, le réacteur 3 a cessé de produire le 26 novembre 2021 comme prévu.

La capacité totale à fin 2021 s'élève ainsi à 7,8 GW.

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 2021, 7 événements de sûreté ont été enregistrés, dont 6 étaient de niveau 1 (anomalie) et 1 de niveau 2 (incident) sur l'*International Nuclear Event Scale* (échelle INES). Il s'agissait, pour ce dernier, d'une perte de la connexion au réseau sur le site de Heysham.

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 d'EDF Energy. En 2021, la dose individuelle moyenne reçue par l'ensemble des employés des sites nucléaires d'EDF Energy a été d'approximativement de 0,050 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2021 a été de 5,9 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 maintenir le niveau de sûreté requis. Celle-ci est réestimée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de tests 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 courante entre les arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de dix-huit 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 minutieux et plus étendu (*Periodic Safety Review* – PSR). Il doit également être validé par l'ONR afin de pouvoir poursuivre l'exploitation. Le prochain PSR à soumettre à l'ONR est prévu en janvier 2024 pour Sizewell B avec une décision attendue en janvier 2025.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans et Sizewell B pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience en matière de sûreté accumulés 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 six ans en moyenne.

Voir également dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » et dans le risque 5A la section dédiée au « Parc nucléaire au Royaume-Uni ».

PUISSANCE ET PRODUCTION PAR CENTRALE NUCLÉAIRE

Centrales nucléaires	Puissance [1] *(en MW)*	Production [2] *(en TWh)*	
Centrales nucléaires RAG		2021	2020
Dungeness B	1 090	0,2	(0,2)
Hartlepool	1 185	5,7	8,5
Heysham 1	1 060	5,8	6,1
Heysham 2	1 240	5,8	8,9
Hinkley Point B	965	4,8	1,8
Hunterston B	985	6,4	2,3
Torness	1 200	6,7	9,9
Centrale nucléaire REP			
Sizewell B	1 198	6,7	8,4
TOTAL	8 923	41,7	45,7
FACTEUR DE CHARGE [3]		[illegible]	58 %

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau au 1er janvier 2021. Au 31 décembre 2021, Dungeness B et le réacteur 3 de Hunterston B sont passés en phase de rechargement du combustible et la capacité des réacteurs de production a atteint 7 343 MW.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts pour rechargement du combustible, les arrêts programmés et les arrêts fortuits. Les données de production relatives à Dungeness B sont exclues à compter du 1er décembre 2021.

(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 2021, la centrale Dungeness B a été incluse jusqu'au 31 mars et le réacteur 3 de Hunterston B jusqu'au 30 septembre, 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.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc de production nucléaire a produit 41,7 TWh en 2021, 4,0 TWh de moins qu'en 2020 (45,7 TWh). La réduction de la production est en grande partie due :

- à cinq arrêts réglementaires effectués en 2021 contre deux en 2020 ;
- à des pertes non planifiées découlant de la suspension du rechargement du combustible à Heysham 2 et à Torness, la réparation d'un manchon thermique à Sizewell B ainsi que la validation d'un dossier de sûreté relatif à une fuite au niveau d'une canalisation du générateur de vapeur à Hartlepool ; partiellement compensées par
- des pertes non récurrentes en 2020 principalement liées à des arrêts de sécurité dus au graphite à Hunterston B et Hinkley Point B ainsi que la réduction de 50 % de la production de Sizewell B, entre mai et septembre 2020, à la demande du gestionnaire de réseau (National Grid) du fait d'une demande estivale nettement inférieure à la normale.

Les arrêts réglementaires programmés ont été effectués sur le réacteur 1 de Hartlepool, le réacteur 7 de Heysham 2, le réacteur 4 de Hunterston B, S zewell B et le réacteur 1 de Torness.

Dungeness B a commencé l'année à l'arrêt afin de résoudre un certain nombre de problèmes de sûreté. Le 7 juin, il a été annoncé que la centrale ne serait pas remise en service et qu'elle entrerait en phase de déchargement du combustible avec effet immédiat.

À Hunterston B, le réacteur 3 a cessé de produire de l'électricité le 26 novembre 2021 et le réacteur 4 de Hunterston B le 7 janvier 2022, comme prévu initialement.

Les deux réacteurs de Hinkley Point B ont été remis en service à la fin du premier trimestre 2021. L'objectif est de faire fonctionner chaque réacteur pendant deux périodes de six mois, sous réserve d'une inspection du graphite et d'une approbation réglementaire supplémentaire entre les deux périodes. En 2020, il a été décidé d'arrêter la production de Hinkley Point B au plus tard le 15 juillet 2022.

Le rechargement du combustible en phase de production est suspendu sur les quatre réacteurs de Heysham 2 et Torness afin de permettre d'effectuer des modifications sur un composant de la machine de rechargement. Le rechargement du combustible se fera donc à l'arrêt en 2022.

L'arrêt réglementaire pour le rechargement à Sizewell B a été prolongé de trois mois afin de remédier à la dégradation d'un certain nombre de manchons thermiques au niveau du mécanisme des grappes de commande. La centrale fonctionne de nouveau à pleine charge.

DURÉES D'EXPLOITATION* ATTENDUES ET DATES DE FERMETURE

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	41 ans	15 ans	2024
Hartlepool	RAG	Août 1983	41 ans	15 ans	2024
Torness	RAG	Mai 1988	40 ans	17 ans	2028
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	40 ans	17 ans	2028
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035

** Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par la NDA.*

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 comte 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 de « très haute activité » (*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 britanniques et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). L'utilisation d'une série de filières de recyclage et d'évacuation des déchets permettra d'exploiter au mieux le centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria. 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 leur 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 basées sur des politiques plus larges établies à l'échelle de l'entreprise en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Cadre réglementaire

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 et qu'ils ne représentent pas d'risque excessif.

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 réglementé par la prévention et le contrôle de la pollution (*Pollution Prevention Control*), les autorisations de rejet de la loi sur les ressources en eau, 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 HAW provenant des sites existants, le gouvernement mène une politique de stockage à long terme en subsurface à proximité du site ou bien à élimination.

Démantèlement des installations nucléaires

Au Royaume-Uni, EDF est soumise à la condition 35 de sa licence de site nucléaire. Elle consiste à soumettre des plans et des programmes détaillés de démantèlement exigés par l'ONR, qui doivent aussi être mis en compte avec d'autres dispositions légales telles que les règlements de 2018 sur les risques professionnels liés aux rayonnements ionisants, 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 publient de centrales nucléaires sont tenus de soumettre, dans leur PCP (*Funding Decommissioning Programme*), un plan de démantèlement et de gestion des déchets (« DWMP »). Il détaille les plans définitifs de l'exploitant pour remplir ses obligations de démantèlement, de gestion et d'évacuation des déchets, et comprend un plan de financement (le PAF) qui explique 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 PCP. Voir également la note « 5.2.3 « Provisions pour déconstruction » des annexes aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2021.

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 Liability 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 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 responsabilité d'EDF Energy, toutes les centrales AGR seront transférées à la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Voir également la note 15.2.1 « Cadre réglementaire et contractuel » des annexes aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2021.

1.4.5.1.2.3 La production thermique et stockage gaz

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre d'unités	Type de centrale	Puissance (en MW)	Production (en TWh) 2021	2020
West Burton A	Nottinghamshire	1969	2	Charbon et CCGT (1)	1 000	1,2	1,2
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycles Combinés Gaz	1 332	1,5	4,9
TOTAL (2)	ROYAUME-UNI		5		2 332	3,7	6,0

(1) Turbines au gaz à circuit ouvert.
(2) Les écarts sur les totaux sont dus aux arrondis.

La centrale de Cottam a fermé le 30 septembre 2019, après plus de 50 ans de service. La décision de fermeture a pris en compte l'évolution des conditions de marché ainsi que la volonté d'être proactif en matière de décarbonation de la production d'électricité. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent bien et la démolition s'achèvera probablement au quatrième trimestre 2025.

La centrale de West Burton A est entrée en phase de démantèlement partiel le 1er octobre 2021, réduisant le nombre de tranches disponibles de 4 à 2 (et la capacité de 1 987 MW à 1 000 MW). West Burton A a annoncé qu'elle fermera le 31 septembre 2022 et entrera en phase de démantèlement complet (exécution faite de son contrat de capacité 2021/2022). La décision de fermer la centrale est conforme à l'engagement d'EDF de contribuer à atteindre la neutralité carbone. En 2021, West Burton A a produit 0,5 TWh d'électricité, soit 0,7 TWh de moins que l'année dernière, principalement en raison de la décision stratégique de réduire le stock de charbon actuel et de devenir la centrale de dernier recours en vue de sa fermeture.

La centrale CCGT de West Burton B a été cédée le 31 août 2021. Elle a généré 2,6 TWh d'électricité entre le 1er janvier 2021 et le 31 août 2021, soit une baisse de 2,30 TWh par rapport à 2020.

EDF Energy exploite également une installation de stockage de gaz en milieu de cycle dans le Cheshire. Hill Top Farm a démarré ses activités 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 des conditions difficiles du marché et des besoins importants d'investissements. Les travaux de déconstruction avancent bien et devraient être finalisés au plus tard au quatrième trimestre 2024.

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 CO_2 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 (UK ETS) et la taxe britannique de soutien du prix du carbone.

Le système britannique d'échange de quotas d'émission (SCEQE britannique) est entré en vigueur le 1er janvier 2021, remplaçant la participation du Royaume-Uni au SCEQE européen et fonctionnant selon des règles globalement comparables à ce dernier. Les enchères du SCEQE britannique ont débuté en mai 2021. Le SCEQE britannique a permis d'obtenir des prix du carbone comparables, dans l'ensemble, à ceux du SCEQE européen. Toutefois, comme escompté pour un système nettement plus petit, le marché du SCEQE britannique s'est avéré moins liquide que le SCEQE européen et les prix plus volatils. D'autres évolutions du SCEQE britannique sont attendues au cours des prochaines années, notamment l'alignement du plafond du nombre de quotas, compte tenu de la transition du Royaume-Uni vers la neutralité carbone. Dans l'accord de commerce et de coopération (ACC) conclu en décembre 2020, le Royaume-Uni et l'UE ont convenu d'envisager de lier les deux systèmes mais aucun engagement n'a été pris en ce sens. Aucune évolution n'est intervenue sur ce sujet en 2021.

La taxe de soutien du prix du carbone appliquée aux producteurs d'électricité en Grande-Bretagne est fixée à 18 £/tonne jusqu'en mars 2024.

1.4.5.1.2.4 La Division Clients

	31/12/2021	31/12/2020
Électricité fournie aux clients *(en GWh)*	43 372	40 850
Gaz fourni aux clients *(en GWh)*	36 037	29 462
Nombre de comptes produits clients résidentiels en fin de période *(en milliers)*	5 512	4 837

La Division Clients est en charge de la fourniture de gaz et d'électricité aux clients résidentiels et professionnels en Grande-Bretagne, ainsi que de l'optimisation sur le marché de gros des actifs liés à production d'EDF Energy et à la clientèle.

EDF Energy vend de l'énergie à deux grands segments de clientèle : les clients particuliers et les entreprises. La taille des clients professionnels varie allant des grands contrats du service public jusqu'aux petites entreprises privées. EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différenciées pour ses clients particuliers et professionnels.

EDF Energy continue de rechercher des opportunités de rachat de l'électricité produite par des grands sites d'énergie renouvelable. En 2021, EDF et RWE ont conclu un contrat de quinze ans portant sur l'achat de l'ensemble de l'électricité produite par le parc éolien Sofia. Ce parc deviendra l'un des plus grands parcs éoliens *offshore* d'Europe une fois sa construction achevée en 2026.

EDF Energy est l'un des *leaders* britanniques dans le domaine des installations d'efficacité énergétique, au travers du programme d'obligation des énergéticiens (*Energy Company Obligation Scheme* – ECO). La plateforme *I&C Battery Flexibility Services* a obtenu 211 MW supplémentaires au cours de l'année grâce à des contrats conclus pour une durée allant de 7 à 12 ans.

EDF reste engagé dans son programme de déploiement de compteurs intelligents. Il contribue à la modernisation des infrastructures britanniques permettant l'émergence des réseaux intelligents et la tarification en fonction de l'heure de consommation ce qui contribue à la résilience du réseau alors que le Royaume-Uni s'oriente vers un futur bas carbone.

Clients particuliers

En 2021, EDF Energy a fourni 12 541 TWh d'électricité et 35 228 TWh de gaz aux clients particuliers. Au 31 décembre 2021, EDF Energy détenait 3,252 millions de comptes clients électricité et 2,261 millions de comptes clients gaz. Le taux de résiliation en 2021 (17 %) a légèrement diminué par rapport à 2020 (20 %). Ceci s'explique par le ralentissement du taux de résiliation au second semestre dans un contexte de crise énergétique. La part de marché d'EDF Energy est ainsi passée de 9,3 % fin 2020 à 10,5 %[1] à fin octobre 2021.

La crise sanitaire a eu un impact considérable sur l'entreprise en 2020 avec des conséquences plus limitées en 2021 grâce à la reprise économique qui a suivi la levée des restrictions. Toutefois, compte tenu de l'augmentation du coût de la vie causé par le ralentissement économique dans l'ensemble du Royaume-Uni, le coût de la facture énergétique en raison de la hausse des prix mondiaux du gaz suscite des inquiétudes pour les clients vulnérables. EDF est très impliqué dans les propositions du gouvernement et de l'Ofgem destinées à revoir les questions de résilience des fournisseurs, méthodologie de plafonnement des tarifs et préservation du pouvoir d'achat des clients.

Crise énergétique

Les prix de gros du gaz et de l'électricité au Royaume-Uni ont considérablement augmenté au cours de l'hiver 2021. Ceci est lié à la baisse des stocks de gaz à la suite d'un hiver froid, aux retards dans la certification du gazoduc Nordstream II, à la forte demande de gaz en Asie et à une panne imprévue de l'interconnecteur entre le Royaume-Uni et la France. Ces hausses de prix peuvent être, pour une grande partie, répercutées sur les clients B2B. Les clients résidentiels sont protégés, quant à eux, par le plafonnement du tarif variable standard (SVT) fixé en fonction des prix de marché *forward* du semestre précédent.

Cette rigidité dans la méthodologie du prix plafond implique que le tarif variable standard est à présent le moins cher du marché, et considérablement inférieur au coût marginal d'approvisionnement. Au total, une trentaine de fournisseurs ont fait faillite en 2021, les plus importants étant Bulb, qui comptait 1,7 million de clients, et Avro Energy qui dénombrait 580 000 clients. Certains d'entre eux ont fait faillite en raison d'une politique de couverture insuffisante tandis que d'autres ont été dans l'incapacité de faire face aux besoins de trésorerie dans un contexte de prix de l'électricité aussi élevés.

Les clients de ces fournisseurs en faillite sont protégés par le mécanisme de fournisseur de dernier recours (*Supplier of Last Resort* – SoLR) de l'Ofgem. Il prévoit la désignation d'un nouveau fournisseur garantissant ainsi la continuité de l'approvisionnement ou, à défaut, d'un administrateur. Les coûts supportés par les fournisseurs restants afin de remplir les obligations leur incombant en qualité de SoLR peuvent être recouvrés par le biais d'un processus de mutualisation des coûts. Dans ce cadre, des demandes de prélèvement, approuvées par l'Ofgem, sont soumises aux opérateurs de réseaux de gaz et d'électricité en vue de leur recouvrement *via* les coûts de distribution. Les coûts encourus sont donc répercutés à terme sur les consommateurs au travers des tarifs de fourniture. Il existe un décalage entre le moment où les coûts sont engagés et leur recouvrement ce qui représente un impact financier important pour les fournisseurs d'énergie qui interviennent en tant que SoLR dans le contexte actuel du marché.

EDF Energy a été désigné SoLR pour Utility Point qui dénombrait 220 000 comptes clients. Les données relatives à ces clients ont été migrées sur les systèmes informatiques d'EDF Energy entre novembre et décembre 2021. EDF Energy a également été désigné SoLR pour Zog Energy (11 700 comptes).

EDF Energy est confronté à des pertes financières supplémentaires liées aux prix élevés de l'énergie en raison de l'obligation de proposer des tarifs variables standards plafonnés (SVT) à tous les clients. La plupart des clients dont l'offre fixe arrive à échéance, choisissent en effet à l'heure actuelle un tarif SVT, ce qui dans les circonstances de marché actuelles ne permet pas à EDF Energy de facturer des tarifs reflétant les coûts réels d'approvisionnement. Un risque supplémentaire réside dans l'incertitude concernant la politique d'approvisionnement et de couverture liée au fait que les clients peuvent, en fonction de l'évolution des prix de marché, résilier à tout moment leur contrat SVT, sans frais de résiliation.

EDF Energy s'engage très activement auprès du régulateur, du gouvernement et des autres parties prenantes dans le cadre des réflexions concernant la réforme de la réglementation des marchés.

(1) Chiffre publié par Cornwall Insight.

Évolutions réglementaires

Plafond tarifaire par défaut

- L'Ofgem a mis en place un plafonnement des tarifs pour les clients particuliers le 1er janvier 2019.
- Le niveau du plafond est actualisé tous les 6 mois pour tenir compte de la révision des coûts. Depuis le 1er janvier 2020, le champ d'application du plafonnement du tarif par défaut couvre les clients résidentiels approvisionnés par des compteurs à crédit et à pré-paiement.
- En août, l'Ofgem a recommandé au gouvernement que le plafond tarifaire par défaut soit maintenu en 2022.
- En juillet 2021, le gouvernement britannique a annoncé son intention d'introduire une nouvelle législation qui permettrait de maintenir le plafond tarifaire au-delà de 2023, si nécessaire.
- Le 3 février 2022, l'Ofgem a annoncé le nouveau plafond des prix de l'énergie pour le tarif SVT applicable à partir d'avril 2022 pour les six mois suivants. L'augmentation de 54% annoncée est estimée correspondre à un coût moyen de 693 livres sterling par an pour un profil de consommateur standard. En parallèle, le gouvernement britannique qui a annoncé des mesures visant à réduire ce surcoût pour les ménages, et l'Ofgem poursuivent leurs consultations sur les changements potentiels concernant la méthodologie de plafonnement des prix afin qu'elle reflète correctement les coûts, les risques et les incertitudes auxquels sont confrontés les fournisseurs.

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.

Le gouvernement britannique a confirmé qu'il y aurait une nouvelle obligation, pour tous les fournisseurs, de continuer à installer des compteurs intelligents pour la période allant de janvier 2022 à décembre 2025. Il a mené des consultations sur les objectifs minimaux annuels d'installation que tous les fournisseurs devront atteindre pendant les deux premières années, en 2022 et 2023. Les objectifs n'entrent pas dans le champ du principe précité consistant à prendre « toutes les mesures raisonnables » pour l'installation des compteurs. Ces objectifs sont ambitieux et il existe un risque réel que les fournisseurs ne les atteignent pas étant donné que l'installation d'un compteur intelligent reste facultative pour les clients. EDF et d'autres fournisseurs collaborent avec le gouvernement britannique pour définir des objectifs futurs permettant un achèvement du déploiement qui concilie rythme d'installation, normes techniques adaptées et expérience client positive.

EDF Energy s'engage à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui veulent bénéficier de cette nouvelle technologie. En 2021, EDF Energy a installé 452 000 compteurs intelligents supplémentaires et, à fin 2021, environ 43 % des clients d'EDF Energy éligibles disposent de compteurs intelligents. À date, EDF Energy a installé un total de 2,4 millions de compteurs intelligents. Ces progrès continus ont été réalisés malgré un contexte défavorable d'interruption du déploiement des compteurs intelligents lié à la crise sanitaire pour garantir la sécurité de ses clients et installateurs ainsi qu'à la pénurie de carburant à l'échelle nationale.

Clients professionnels

En 2021, le segment des clients professionnels a fourni un total de 30,83 TWh d'électricité dont 1,94 TWh à 221 000 petites entreprises (« PME »), et 28,89 TWh à 9 200 clients de taille moyenne et à 5 000 grandes entreprises commerciales et industrielles (« C&I »). Le marché des clients professionnels au Royaume-Uni représente environ 164,1 TWh, faisant d'EDF Energy le deuxième fournisseur d'électricité en volume auprès des clients professionnels.

Après la baisse de la demande constatée durant la crise sanitaire en 2020, le segment des clients professionnels au Royaume-Uni a connu une augmentation de 0,3 TWh sur 6 mois à compter du 30 avril 2021 tandis que ce segment a augmenté de 1,3 TWh en 2021 *vs* 2020 pour EDF Energy.

En ce qui concerne les PME, la gestion des risques liés à la crise sanitaire a été le principal objectif pendant une grande partie de 2020 et 2021. Des mesures ont été prises pour prendre en compte les risques supplémentaires dans les tarifs proposés, augmenter les limites de crédit et limiter l'expansion dans des secteurs plus risqués, afin de protéger la position d'EDF. Malgré cela, le nombre de clients a augmenté d'environ 10 % dans l'électricité et d'environ 31 % dans le gaz en 2021.

Le volume du segment des moyennes entreprises a continué à se concentrer sur le nombre de compteurs qui a progressé de 42 % depuis le début de l'année.

En ce qui concerne le segment des grandes entreprises, une approche ciblée a permis l'acquisition de douze nouveaux clients en 2021 (soit le double par rapport aux années précédentes). En outre, 21 contrats avec de grandes entreprises ont été renouvelés.

En ce qui concerne le marché du rachat de l'électricité, EDF a développé son activité de contrats d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreement*). 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. EDF a également remporté l'appel d'offres lui permettant d'acheter la production annuelle de 6,5 TWh du parc éolien Sofia qui devrait être pleinement opérationnel en 2026.

Optimisation des marchés de gros

Principes généraux

Les politiques relatives aux activités d'achats d'énergie et de gestion des risques d'EDF Energy s'inscrivent dans celles du groupe EDF. Elles 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 sa marge brute.

Le département Optimisation des marchés de gros a vocation à gérer, de façon centralisée, les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy, en respectant des limites de risques et un cadre de contrôle prédéfinis. Il assure une interface unique avec les marchés de gros *via* EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy, et négocie et gère des services d'accès au marché 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 separément 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 2021, ces achats ont représenté environ 6,7 TWh.

La plateforme innovante *Powershift* d'EDF a enregistré ses premiers clients en 2019. Elle propose à ses clients de la flexibilité et des services de prévisions pour le stockage et la production à petite échelle afin de rémunérer l'effacement de consommation.

La position d'acheteur net d'EDF Energy sur le marché de gros, pour les volumes livrés en 2021, a été d'environ 1,1 TWh (y compris les ventes structurées). En 2021, EDF Energy a vendu environ 31,0 TWh et a acheté 32,1 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO_2

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émissions de CO_2 sont conclus par EDF Energy pour couvrir les besoins en combustible provenant de ses centrales thermiques ainsi que la fourniture et le stockage de gaz pour ses clients. Ces achats sont basés sur les prévisions de production des centrales ainsi que sur les objectifs de stocks de combustible. En 2021, l'approvisionnement en charbon d'EDF Energy, soit 45 kt, provenait de l'international.

Pod Point

L'acquisition de Pod Point a renforcé et accru la valeur d'EDF Energy au Royaume-Uni. EDF Energy a vendu 8 565 produits en lien avec les véhicules électriques.

EDF Energy a accéléré la promotion des solutions pour véhicules électriques (VE) auprès de sa clientèle existante et a capté une part importante de nouveaux clients procédant à l'achat d'un VE.

Cette acquisition conjugue l'avantage de premier entrant de Pod Point, déjà bien adapté au marché en croissance des VE, avec la forte expertise industrielle d'EDF Energy dans l'exploitation et la logistique et son expérience dans le domaine des compteurs intelligents. Ceci permet à EDF d'être *leader* d'un marché requérant un service de haute qualité.

Pod Point a été introduit avec succès à la Bourse de Londres le 4 novembre 2021, levant 105 millions de livres sterling pour financer la croissance future du marché britannique des VE. L'introduction en Bourse a valorisé Pod Point à 352 millions de livres sterling, ce qui représente une hausse significative par rapport à l'évaluation faite au moment de l'investissement initial d'EDF en février 2020 (participation d'EDF : 77,7 %). EDF a conservé une participation de 54,05 % dans Pod Point après l'introduction en Bourse.

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 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 »).

Parallèlement, des accords ont été signés pour le développement au Royaume-Uni de deux centrales nucléaires, l'une à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C », base sur la technologie EPR) et l'autre à Bradwell dans l'Essex (projet « Bradwell B », basé sur la technologie UK HPR1000).

Hinkley Point C (HPC)

EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

Comme tout projet de cette ampleur, le projet comporte des risques industriels importants pouvant engendrer des retards et des dépassements du coût à terminaison du projet. Ces risques sont détaillés en section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle – 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

Gestion de la crise sanitaire Covid

Depuis le début de la crise sanitaire, le projet a étendu les mesures pour assurer la sécurité des effectifs sur site et dans les bureaux. Elles sont continuellement adaptées afin d'appliquer les meilleures pratiques et de limiter autant que possible le nombre de contaminations. À compter de juillet 2021, les mesures ont été allégées conformément aux directives gouvernementales, ce qui a permis d'accroître la présence sur site, mais certaines mesures de prévention sont restées en vigueur.

En conséquence, le site est resté ouvert et opérationnel depuis le début de l'épidémie. Cependant, les travaux réalisés sur et en dehors du site ont continué à être impactés par la crise sanitaire en 2021. Ainsi, les mesures de distanciation sociale n'ont pas permis d'augmenter la présence sur site autant que prévu pendant une partie de l'année ce qui a impacté la productivité. Le nombre de personnes sur site en 2021 est passé d'environ 5 000 en janvier à environ 7 400 en fin d'année.

Avancement du projet

- Sur l'unité 1, les dalles à 1,5 m et 5,15 m du bâtiment réacteur sont achevées. Dans l'îlot conventionnel, la dalle de béton de 2 500 m^3 qui supportera la turbine a été réalisée.
- L'avancement du tunnel émissaire de 1,8 km est terminé et les travaux ont démarré sur le second tunnel de prise d'eau. La fabrication des 6 têtes de prise et rejet d'eau en mer est achevée.
- Les travaux électromécaniques ont démarré dans une première salle suite à l'achèvement des travaux de génie civil. Sur la tranche 2, le premier rondeau du *liner* de confinement a été posé dans le bâtiment réacteur en novembre 2021, 11 mois après la pose de celui de la tranche 1.
- La fabrication des équipements essentiels a progressé. Ainsi, les poutres du pont polaire sont achevées et la première turbine basse pression, qui mesure 20 mètres de long, a été fabriquée.

Financement du projet

- EDF a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord préalable.
- Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme de compensation des surcoûts entre les deux actionnaires en cas de dépassements du budget initial ou de retard. Ce mécanisme est applicable et sera déclenché le moment venu. Ces accords font partie d'un accord bilatéral d'actionnaires signé entre EDF et CGN en septembre 2016 et sont soumis à une clause de confidentialité (voir la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).
- Les besoins de financement du projet excédant l'engagement contractuel des actionnaires (*committed equity*), les actionnaires seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*) à un horizon estimé, à ce jour, de fin 2023. Cela pourrait amener le Groupe à augmenter sa contribution au financement du projet et à augmenter sa participation (66,5 % actuellement) si son partenaire décidait de ne pas contribuer à ces engagements en fonds propres additionnels.

Coûts du projet et calendrier

Les objectifs de calendrier et de coûts à terminaison du projet ont été mis à jour le 27 janvier 2021 [1] sur la base suivante :

- un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 en juin 2026, au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 ;
- des coûts à terminaison du projet estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling 2015 [2], soit entre 26 et 27 milliards de livres sterling en monnaie courante [3] ;
- le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 est estimé respectivement à environ 15 et 9 mois. La probabilité de réalisation de ce risque est élevée.

Les risques relatifs au calendrier et aux coûts à terminaison ont augmenté en 2021 en raison de l'impact persistant de la crise sanitaire [4], d'une performance du génie civil plus faible que prévu, des tensions sur les marchés mondiaux des matériaux de construction et des répercussions du Brexit. De plus, les travaux *offshore* ont été ralentis en raison de retards dans l'obtention des permis. Une action judiciaire est en cours.

Des plans d'actions sont en cours afin d'atténuer le risque de retard et des actions sont entreprises pour améliorer la performance du génie civil.

À la fin de l'année 2021, les coûts réels, hors intérêts intercalaires, au titre de l'ensemble du projet [5] s'élèvent à 15,3 milliards de livres sterling (en monnaie courante), ou à 13,6 milliards de livres sterling 2015. Les intérêts intercalaires s'élèvent à 835 millions d'euros.

Compte-tenu des difficultés rencontrées par le projet notamment sur le génie civil et les travaux maritimes, et de l'accroissement des risques tels que le conflit ukrainien, le Brexit, le COVID, la perturbation des chaînes d'approvisionnement et l'inflation, une nouvelle revue complète visant à mettre à jour les estimations des coûts et du calendrier annoncées en janvier 2021 [6] est en cours et doit être finalisée d'ici l'été 2022. Voir également dans le chapitre 2, le risque 4A « Hinkley Point C – EPR (Royaume-Uni) ».

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

L'ONR a été régulièrement informé de la gestion de la crise Covid et des plans d'atténuation mis en œuvre. Il a confirmé que les mesures de contrôle étaient en place et conformes aux directives du *Public Health England*.

L'ONR a autorisé le démarrage de la phase des montages de masse en novembre 2021.

L'autorisation de l'ONR sera nécessaire pour l'acheminement des premiers composants en provenance de Framatome et pour la livraison du combustible sur site.

Contrat pour Différence (Contract for Difference – CFD) [7]

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 qui a été déclaré compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État par la Commission européenne en octobre 2014. La décision de la Commission a été contestée par l'Autriche qui a demandé son annulation devant le Tribunal de l'Union européenne, lequel a rejeté ce recours par un arrêt du 12 juillet 2018. Le 22 septembre 2020, la Cour de justice de l'Union européenne a rejeté l'appel de l'Autriche et confirmé la décision de la Commission autorisant l'aide du Royaume-Uni en faveur de la centrale nucléaire HPC.

Signé le 29 septembre 2016 à l'instar de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, le CfD vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix du marché sur

(1) Voir le communiqué de presse EDF du 27 janvier 2021 « Actualisation du projet Hinkley Point C ».
(2) Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro. Coûts déterminés le 27 janvier 2021 en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume-Uni (CPI for all new work index).
(3) Coûts calculés sur la base d'une hypothèse de 2 % d'inflation pour la période de construction.
(4) Le calendrier annoncé en janvier 2021 supposait la capacité d'entamer une montée en puissance avant de revenir à des conditions normales sur le site à compter du deuxième trimestre 2021.
(5) Montant calculé aux bornes du projet en cohérence avec les coûts à terminaison du projet.
(6) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 janvier 2021 « Actualisation du projet Hinkley Point ».
(7) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents.

une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2.

À la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur devra payer la différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 £2012/MWh. Le prix d'exercice sera réduit à 89,50 £2012/MWh si le projet Sizewell C conclut un contrat pour différence ou une mesure de rémunération similaire, avec une compensation de Sizewell C à HPC, afin de partager les coûts d'EPR, les premiers du genre au Royaume-Uni, entre les deux projets ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée de paiement est de 35 ans. En cas de retard de l'unité 1 conduisant à sa mise en service commerciale postérieure au 1er mai 2029, ou de retard de l'unité 2 conduisant à sa mise en service commerciale postérieure au 31 octobre 2029, la durée de paiement de 35 ans correspondante sera réduite de la période de retard excédant la date associée ;
- par ailleurs, tout retard de mise en service commerciale de l'unité 1 de plus de 4 ans après la date limite prévue par le contrat pour l'unité 2 (soit au-delà du 31 octobre 2033, sauf extension de cette date conformément aux termes du contrat) autorise le gouvernement britannique (sans obligation) à mettre fin au contrat. Compte tenu de la crise sanitaire, HPC a formulé une demande d'extension des fenêtres de COD auprès de la LCCC (1) en évoquant la force majeure comme le permet le CfD. Les discussions avec la LCCC se poursuivent ;
- 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 quinzième et vingt-cinquième années, et de révision, à certaines conditions, des coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Program*).

Il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD, ni de plafond. En revanche, le contrat comporte des clauses de protection contre le risque de changement de loi et contre tout risque de réduction de la fourniture d'électricité au réseau de sorte que le projet n'est pas impacté par l'occurrence de ces deux événements.

Exposition et gestion des risques de change, taux et inflation

Au-delà de la mise en service, le TRI de l'investissement en euros dépend principalement des variations de la livre sterling et de l'inflation au Royaume-Uni, les revenus étant exprimés en livres sterling et indexés à 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. Post CfD, une variation du prix de l'électricité de 10£2012/MWh a un impact de 0,1 % sur le TRI.

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 livres augmente et son TRI baisse en conséquence. Une stratégie de couverture a été mise en place au niveau 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 (FDP)

Les contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets (*Funding Decommissioning Programme* – FDP) d'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.

SIZEWELL C

Principales caractéristiques du projet

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR à Sizewell dans le Suffolk, pour une capacité totale de 3,2 GW. La centrale fournirait de l'électricité à 6 millions de foyers pendant environ 60 ans. Le développement du projet est mené par EDF qui détient 80 % du projet à fin 2021, CGN détenant les 20 % restants.

Le projet repose sur un objectif de réplication d'HPC la plus étendue possible.

À la date de la décision finale d'investissement (FID) au plus tard, EDF prévoit de réduire sa participation à 20 % au plus, et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation). Par conséquent, le projet vise à réunir les conditions permettant à des tiers et prêteurs d'investir dans le projet.

Après la FID, le groupe EDF prévoit de fournir la conception, certains équipements et composants nucléaires essentiels (notamment les générateurs de vapeur, l'instrumentation et le contrôle, le combustible) ainsi que les services correspondants.

Soutien du gouvernement britannique au développement de projets nucléaires de grande capacité

En décembre 2020, dans le cadre des mesures à prendre en vue d'atteindre la neutralité carbone en 2050, le gouvernement britannique a annoncé son ambition de mener au moins un projet nucléaire de grande capacité jusqu'à la décision finale d'investissement d'ici la fin de la législature (soit 2024), sous réserve d'un bénéfice financier avéré et de l'obtention de toutes les autorisations requises.

Le 27 octobre 2021, dans le cadre de l'examen des dépenses 2021, le gouvernement britannique a annoncé :

- jusqu'à 1,7 milliard de livres sterling alloués au développement de projets nucléaires de grande capacité sur la période 2022-2025 ;
- être en négociations actives avec EDF concernant le projet Sizewell C.

Le cadre de régulation et le mécanisme de partage des risques

Le 26 octobre 2021, le gouvernement britannique a présenté la loi *Nuclear Energy (Financing) Bill* définissant le cadre de financement des futurs projets nucléaires basé sur le modèle dit Base d'Actifs Régulée (BAR). La dernière lecture a été adoptée par la Chambre des Communes le 10 janvier 2022, date à laquelle le projet de loi a été transmis à la Chambre des Lords pour examen.

Il s'agit d'un modèle généralement utilisé au Royaume-Uni pour le financement d'infrastructures de grande échelle tels que les réseaux 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 régulateur fixe un niveau de revenu autorisé pour le projet lui permettant de recouvrer les coûts (construction et exploitation) auquel s'ajoute un retour sur investissement sur le capital investi (sur la valeur des actifs). Ce modèle vise à permettre aux investisseurs de partager les risques liés à la construction et à l'exploitation du projet avec les consommateurs. Dans le cas d'un modèle BAR nucléaire, les fournisseurs d'électricité se verraient facturer, en tant qu'utilisateurs du système électrique, le coût du projet. Le projet percevrait le revenu autorisé dès le début de la phase de construction ce qui réduirait le coût global du financement. Le projet Sizewell C vise à être éligible à l'octroi d'une licence BAR.

De plus, un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (*Government Support Package* – GSP) serait défini pour protéger les investisseurs et les prêteurs contre certains risques.

Les conditions du modèle BAR et du GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de discussion.

Le financement du projet

Les contrats conclus entre EDF et CGN prévoient un plafonnement du financement de la phase de développement par les actionnaires, sans aucun engagement de financement du projet au-delà de cette phase. Des discussions sont en cours avec le gouvernement britannique sur le financement des coûts de développement restants jusqu'à la FID.

L'objectif est que la construction de la centrale soit largement financée par des capitaux privés et de la dette. Ce modèle de financement n'a encore jamais été mis en œuvre au Royaume-Uni pour des projets de cette envergure. Il impliquerait l'une des plus importantes émissions d'actions et de dettes et l'un des plus grands financements de projet, jamais réalisés sur le marché européen. Le projet vise l'obtention, de la part des agences de notation, d'une notation de crédit de qualité nécessaire pour attirer des capitaux privés. La mise en place d'un cadre de régulation et d'un mécanisme de partage des risques appropriés est, entre autres, essentielle pour atteindre cet objectif.

Le 27 janvier 2022, le gouvernement britannique a décidé d'un financement public de 100 millions de livres sterling en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site ou sur le rachat de la participation d'EDF dans la société de projet.

(1) Low Carbon Contracts Company.

EDF a prévu de préfinancer le développement à hauteur de sa quote-part d'un budget initial de 458 millions de livres.

Le projet pourrait rencontrer des difficultés d'accès aux financements nécessaires à son développement en raison de la présence minoritaire d'une entreprise chinoise opérant dans le domaine nucléaire.

Les progrès en matière d'autorisations et d'agréments

En juin 2020, les autorités britanniques (*Planning Inspectorate*) ont accepté la demande d'autorisation d'aménagement (DCO – *Development Consent Order*) pour la construction de Sizewell C. Son examen s'est déroulé entre avril et octobre 2021. Un *Deed of obligation* (programme de mesures d'atténuation) et un *Environment Trust* (soutien supplémentaire à la protection de l'environnement) ont été signés dans le cadre du processus de planification.

L'autorité chargée de l'examen étudie actuellement la version finale du projet de DCO ainsi que l'ensemble des autres documents (évaluations techniques, mesures d'atténuation, etc.). Une décision du Secrétaire d'État concernant la demande de DCO est attendue d'ici fin mai 2022. Elle sera ensuite suivie d'une période de six semaines pouvant donner lieu à un recours judiciaire.

Les demandes de permis environnemental et de licence de site nucléaire ont été soumises en mai et juin 2020. Elles sont actuellement en cours d'examen. Les conditions d'obtention d'une licence de site nucléaire devraient être remplies courant 2022.

Les conditions préalables à une décision finale d'investissement

La capacité d'EDF à participer à une décision finale d'investissement aux côtés d'autres investisseurs et à contribuer au financement de la phase de construction dépend de la réalisation de certaines conditions, notamment :

- des fonds suffisants pour financer les coûts de développement jusqu'à la décision finale d'investissement ;
- un cadre de régulation, un mécanisme de partage des risques et un GSP permettant à des investisseurs privés (dette et fonds propres) d'investir ;
- une structure de financement appropriée pendant la construction et l'exploitation ainsi qu'un nombre suffisant d'investisseurs et de prêteurs disposés à investir dans le projet. Ceci est subordonné notamment à l'obtention d'une notation de crédit de qualité par les agences de notation ;
- un accord avec les principaux fournisseurs quant aux principaux contrats de construction et d'exploitation ;
- l'obtention des autorisations et agréments requis, notamment l'autorisation d'aménagement (DCO), la licence de site nucléaire et les permis environnementaux ;
- la capacité à déconsolider le projet dans les états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) après la décision finale d'investissement.

La non-obtention de ces conditions pourrait conduire le Groupe à ne pas prendre de décision finale d'investissement (voir la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle », le facteur de risque intitulé « 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

BRADWELL B

EDF et CGN ont signé des accords en marge des contrats relatifs à HPC et à Sizewell C, le 29 septembre 2016, afin :

- d'obtenir la certification du modèle de réacteur chinois HPR1000 au Royaume-Uni (UK *Hualong Pressurised Water Reactor* – UK HPR1000) par le biais de la validation du *design* générique (GDA – *Generic Design Assessment*). Ce processus est mené par une entreprise commune, General Nuclear Systems Limited (GNSL), actuellement détenue à 66,5 % par CGN et à 33,5 % par EDF ;
- de développer une centrale nucléaire à Bradwell-on-Sea, dans l'Essex, en utilisant la technologie UK HPR1000. Ce processus est mené par une joint-venture (« Bradwell » ou BRB) actuellement détenue à 66,5 % par CGN et à 33,5 % par EDF.

La technologie HPR1000 a été développée par CGN. Deux tranches du projet Hualong sont en construction en Chine, à l'usine CGN de Fangchenggang, et devraient être mises en service en 2022.

Le GDA est un processus en 4 étapes qui a débuté en 2017 et s'est achevé le 7 février 2022 avec la confirmation d'acceptation de la conception (DAC [1]) par l'ONR et la déclaration d'acceptabilité (SoDA [2]) par l'Agence pour l'environnement. Il confirme que le réacteur UK HPR1000 répond aux exigences réglementaires en matière de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement, à ce stade du processus réglementaire. Par conséquent, il peut être construit au Royaume-Uni, sous réserve de l'obtention des autorisations, permis de construire et permis environnementaux requis. Le processus GDA est distinct des demandes de construction de centrales nucléaires sur des sites spécifiques.

Les perspectives de développement du projet Bradwell sont très incertaines, principalement en raison de l'opposition politique à ce qu'une entreprise chinoise dirige un projet d'infrastructure britannique essentiel et du manque de soutien des parties prenantes locales (voir la section 2.2.4 « Risque 4A »). Le risque de ne pas être en mesure de réaliser le projet Bradwell est élevé et a augmenté en 2021.

L'engagement d'EDF de financer GNSL et Bradwell est soumis à un plafond de fonds propres, sans aucune obligation de financer le projet au-delà.

1.4.5.1.3 Brexit

Le Royaume-Uni a quitté l'Union européenne (UE) le 31 janvier 2020 puis est entré dans une période de transition qui s'est achevée le 31 décembre 2020.

L'Accord de commerce et de coopération entre l'UE et le Royaume-Uni (*Trade and cooperation agreement* – TCA) conclu le 24 décembre 2020 établit les fondements de leur relation depuis le 1er janvier 2021. Toutefois, il a été largement admis que des travaux complémentaires seraient nécessaires pour développer plusieurs aspects importants de cette nouvelle relation. Malgré les progrès réalisés en 2021 (par exemple, l'accord UE-Royaume-Uni sur l'adéquation des données), il reste d'importantes questions en suspens.

EDF avait identifié les risques commerciaux découlant de la sortie du Royaume-Uni et s'y était bien préparé ce qui lui a permis de gérer la plupart des impacts négatifs.

Au cours de l'année 2021, EDF s'est principalement attaché à gérer les problèmes intersectoriels affectant le commerce international, notamment la mise en œuvre des contrôles aux frontières, l'accès à la main-d'œuvre et aux services de l'UE ainsi que les risques découlant du manque de préparation de certaines entreprises aux nouveaux accords commerciaux (en particulier les petites et moyennes entreprises).

Certains risques subsistent malgré la finalisation des dispositions des accords, notamment les contrôles complets aux frontières britanniques et l'introduction du régime de marquage UK *Conformity Assessed* (UKCA) (en remplacement du marquage CE de l'UE au Royaume-Uni).

EDF estime que les risques sont relativement faibles et gérables en ce qui concerne les questions spécifiques au secteur de l'électricité, y compris la relation à plus long terme au sujet du commerce de l'énergie, des nouveaux accords commerciaux d'interconnexion et de la coopération en mer du Nord.

L'accord sur le nucléaire civil (*Civil nuclear agreement* – ACN) conclu entre l'Europe et le Royaume-Uni, est semblable à d'autres ACN que l'UE a signés avec des pays tiers. Il s'appliquera pendant une période initiale de 30 ans et prévoit un engagement de coopération dans le domaine du nucléaire civil, y compris en matière de garanties, 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.

EDF, en étroite collaboration avec le gouvernement britannique et les organisations professionnelles, continuera à suivre l'évolution des relations commerciales entre l'UE et le Royaume-Uni et à s'y adapter au fur et à mesure que les nouvelles dispositions entreront en vigueur.

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 d'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 [3], acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz et marque italienne réputée. Le groupe EDF est également présent en Italie *via* Citelum.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

Comme la plupart des systèmes énergétiques européens, le marché italien fait actuellement face à un certain nombre de défis. Grâce à son positionnement et à sa présence intégrée dans la chaîne de valeur du gaz et de l'électricité, Edison est bien placé pour saisir les opportunités créées par les changements du marché. Il vise en

(1) DAC : Design Acceptance Confirmation.
(2) SoDA : Statement of Design Acceptability.
(3) Quote-part du capital. 99,473 % quote-part des droits de vote.

parallèle la recherche d'efficacité et de rentabilité, en cohérence avec les priorités stratégiques du groupe EDF et les politiques énergétiques italienne et internationale.

Au cours de l'année 2021, Edison a poursuivi la mise en œuvre de sa stratégie de transformation. Elle vise à se repositionner en tant que *leader* responsable dans le contexte de la transition énergétique. Elle contribue ainsi à l'atteinte des objectifs de décarbonation, conformément au PNIEC italien (*Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*), au *Green Deal* européen et aux objectifs de développement durable des Nations Unies (ODD). Ainsi, Edison s'est doté d'une politique de développement durable basée sur les ODD pour œuvrer pour la protection de la planète et l'amélioration de la qualité de vie.

La société s'est concentrée sur la rationalisation et l'accroissement de la production renouvelable, la construction de deux centrales à gaz de dernière génération à émissions réduites de CO_2, le développement des services énergétiques, l'accroissement des clients finals et le développement des gaz verts.

Le 17 décembre 2020 [1], Edison a annoncé la cession des activités d'exploration et production d'hydrocarbures, hors Algérie et Norvège, à Energean. En mars 2021, Edison est sorti de ce secteur en Norvège, ayant finalisé l'accord pour la cession de 100 % d'Edison Norge AS qu'il avait signé avec Sval Energi le 30 décembre 2020.

En 2021, Edison a renforcé son engagement social et son approche basée sur la co-planification et la création de valeur partagée avec les communautés et territoires locaux. Avec la création de la Fondation d'entreprise EOS, *Edison Orizzonte Sociale*, Edison contribue aux objectifs de l'Agenda 2030 pour le développement durable de l'ONU. Il œuvre en particulier dans les domaines de l'éducation, de l'inclusion sociale, de la réduction des inégalités et de la promotion de communautés durables.

En novembre 2021, Edison et le Crédit Agricole ont annoncé la première opération de titrisation liée à des critères ESG en Italie. Elle comprend la fixation d'un indicateur de durabilité en cohérence avec les objectifs de l'entreprise en matière de lutte contre le changement climatique.

Les principaux axes de développement à venir sont les suivants :

- **production d'électricité** : pour optimiser son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie et réduire ses émissions de CO_2, Edison a l'ambition d'augmenter sa production d'énergies renouvelables. Il cible des investissements dans l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité pour atteindre une capacité de 5 GW d'ici 2030. En parallèle, Edison a pour objectif de développer des outils de flexibilité tels que le stockage en complément des sources renouvelables intermittentes non programmables. La croissance de la capacité renouvelable installée inclura également une part consacrée à la production d'hydrogène vert ;
- **offre de services** : Edison a pour ambition de renforcer sa position sur le marché italien en faisant preuve d'innovation dans son offre. Il vise le développement des services énergétiques auprès des clients finals, en particulier les segments des clients résidentiels, industriels, du tertiaire et de l'administration publique. Edison vise à accroître ses parts de marché en aidant les clients et les territoires à accroître leur compétitivité, leur efficacité, la durabilité environnementale et le bien-être individuel ;
- **gaz** : Edison est 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 et le développement des activités gazières amont d'EDF (notamment approvisionnements gaz et GNL, gestion des contrats et optimisation de moyen-long terme, transport et stockage). Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading, en charge de l'optimisation des actifs ainsi que des opérations à court terme sur le marché de gros continental et au Royaume-Uni.

Par ailleurs, Edison a pour objectif de développer la dernière génération de centrales au gaz afin de compenser l'intermittence des sources renouvelables non programmables et de réduire les émissions. Il a également pour ambition d'être un contributeur clé au développement des gaz verts (H_2 et bio-CH_4).

Enfin, Edison vise à assurer la compétitivité de l'approvisionnement en gaz et à maintenir une combinaison équilibrée de contrats flexibles. Il diversifie les sources d'approvisionnement tout en adaptant les contrats au rythme de la transition énergétique.

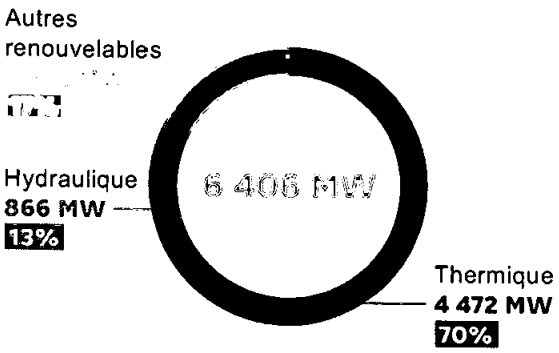
Les agences de notation ont évalué favorablement la stratégie d'Edison en 2021. Moody's a relevé la note d'Edison de Baa3 à Baa2 [2] au vu de l'amélioration du profil de risque industriel, de la croissance des bénéfices et des cash-flows. En août 2021, l'agence a relevé la perspective de l'entreprise de négative à stable, faisant suite au rehaussement de la notation d'EDF. Standard&Poor's a relevé la notation Edison à BBB avec perspectives stables grâce aux solides résultats d'exploitation et aux prévisions de croissance favorables.

En février 2022, suite à la dégradation d'un cran, à BBB avec perspective négative, de la notation d'EDF, Standard&Poor's a revu la perspective d'Edison de stable à negative. De même Moody's a abaissé la note d'Edison à Baa3/perspective négative. 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 améliore et les progrès réalisés dans le repositionnement stratégique d'Edison.

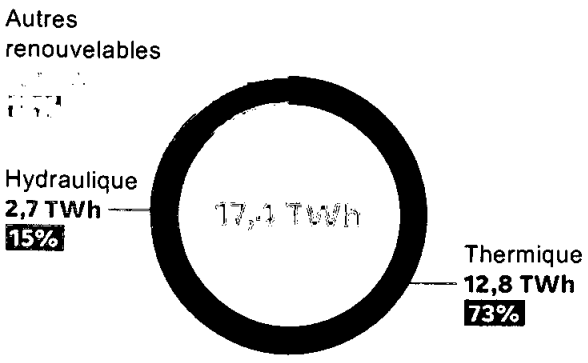
1.4.5.2.3 Activités d'Edison

Capacité installée et production d'Edison en Italie [1] - 2021

Capacité installée



Production d'électricité



(1) En données consolidées selon les règles d'activité énergétique auprès des clients finals
NB : les chiffres sont arrondis

(1) Voir le communiqué de presse d'Edison du 17 décembre 2020.
(2) En janvier 2022, le rating était en cours d'examen en vue d'un éventuel abaissement.

1.4.5.2.3.1 Activités de production électrique

La capacité de production installée en Italie d'Edison s'élevait au 31 décembre 2021 à 6,4 GW pour une production nette d'électricité de 17,4 TWh sur l'année 2021, soit une baisse de 7,3 % par rapport à 2020.

Selon les données de production 2020 [1], Edison est le troisième producteur au niveau national. Sa production électrique représente environ 6,3 % de la production nette italienne d'électricité.

Le parc de production actuel d'Edison (hors Fenice) est composé de 98 centrales hydroélectriques, 14 centrales thermiques, 50 parcs éoliens et 64 centrales photovoltaïques. La production d'électricité est issue pour 73 % des CCG, pour 15 % de l'hydraulique et pour 12 % de l'éolien et autres énergies renouvelables.

La baisse de la production d'Edison est essentiellement affectée par la réduction de la production thermique (12,8 TWh, soit - 7,8 % par rapport à 2020) due principalement à l'arrêt de deux centrales pour des pannes et des opérations de maintenance.

En 2021, la production hydraulique d'Edison s'élève à 2,7 TWh. La baisse de 16,8 % par rapport à 2020 est principalement attribuable à la déconsolidation de Dolomiti Edison Energy Srl au 1er juillet 2020 et à une baisse de l'hydraulicité constatée en 2021.

La production éolienne et des autres énergies renouvelables s'élève à 2,0 TWh en 2021 (+ 14,2 % par rapport à 2020). Cette hausse est attribuable au changement de périmètre lié à l'acquisition de Futuren et à la mise en service de parcs ayant été intégralement reconstruits (*Integrali Ricostruzioni*) dans les Abruzzes et les Pouilles.

Afin de garantir la flexibilité et la sécurité du système électrique national, Edison a poursuivi la construction des centrales CCGT de Marghera Levante (780 MW) et de Presenzano (760 MW), initiées respectivement, en 2019 et en 2020. Il s'agit de deux installations très flexibles et efficaces (efficacité énergétique de 63 %), à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La production d'énergie devrait démarrer respectivement en 2022 et 2023. Les deux centrales bénéficieraient, pendant 15 ans, de la contribution fixe de 75 000 €/MW liée au marché de capacité, avec un impact positif sur la volatilité des marges d'Edison, sous réserve du respect des dates de mises en service.

En février 2021 [2], Edison a finalisé l'accord avec F2i (*Fondi Italiani per le Infrastrutture*) pour l'acquisition de 70 % d'E2i Energie Speciali. Cette entreprise, *leader* dans le secteur éolien en Italie, était déjà détenue par Edison à hauteur de 30 %.

En décembre 2021, Edison a annoncé la signature d'un accord avec Crédit Agricole Assurances qui devient le partenaire financier d'Edison Renewables *via* une participation de 49 %. Edison conserve le contrôle des activités et de la gouvernance de l'entreprise. Cette collaboration à long terme va permettre à Edison d'accélérer ses investissements dans les énergies renouvelables en Italie, en concrétisant son portefeuille de projets. Elle va ainsi lui permettre de contribuer à la transition énergétique du pays [3].

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. Il est propriétaire de deux CCGT : celui de Thessalonique (426 MW) et celui de Thisvi (410 MW) construit par Edison et dont l'électricité est vendue sur le marché des particuliers.

Enfin, à l'étranger Edison détient une participation de 50 % dans la filiale Ibiritermo au Brésil qui exploite un CCG de 226 MW ainsi qu'une participation de 20 % dans la société de production hydroélectrique Kraftwerke Hinterrhein AG en Suisse (626 MW).

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 la chaîne de valeur du gaz naturel. Le portefeuille italien d'approvisionnement en gaz d'Edison s'appuie principalement sur un ensemble de contrats long terme. Il se compose fin 2021 :

- d'environ 12,7 milliards de mètres cubes d'importation *via* gazoduc et de GNL provenant de la Libye, du Qatar, de l'Azerbaïdjan et de l'Algérie ;
- de 6,2 milliards de mètres cubes achetés sur le marché ou *via* des contrats court terme, ou encore produits en Italie ou en Algérie.

En 2021, les ventes totales de gaz en Italie se sont élevées à 18,9 milliards de mètres cubes (contre 16,6 milliards de mètres cubes en 2020). Edison a livré 5,8 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,0 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 5,0 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison), 6,0 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 janvier 2021, Edison, Tenaris et Snam ont signé une lettre d'intention pour un projet visant à décarboner l'usine sidérurgique de Tenaris à Dalmine. Le projet vise à générer de l'hydrogène et de l'oxygène au moyen d'un électrolyseur qui sera installé sur le site et à adapter le processus de production de l'acier en utilisant de l'hydrogène vert au lieu du gaz naturel.

En septembre 2021, Edison a signé un protocole d'accord avec d'autres opérateurs pour le développement conjoint du projet *Puglia Green Hydrogen Valley*. Il s'agit d'une des premières initiatives de production et de transport d'hydrogène vert à grande échelle en Italie. Le projet propose la construction de trois centrales de production d'hydrogène vert à Brindisi, Taranto et Cerignola (Foggia) alimentées par une production photovoltaïque. L'hydrogène vert sera principalement utilisé par les industries de ces régions, mais aussi par injection d'hydrogène dans le réseau local de gaz et/ou pour la mobilité durable.

Les infrastructures gaz

Edison participe au développement des projets d'infrastructures d'importation de gaz, à travers la société IGI Poseidon détenue à 50 % par Edison. Voir également la section 1.4.6.2.2.2 « Infrastructures ».

IGI Poseidon promeut les trois projets suivants :

- EastMed, une interconnexion entre la Grèce et la Méditerranée orientale, qui permettra 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, dont la viabilité et la durabilité ont été démontrées d'un point de vue technologique et économique par une vaste campagne d'études et d'enquêtes d'ingénierie réalisée depuis 2014. La pertinence stratégique du projet a été largement confirmée par l'accord intergouvernemental de 2020 et par l'obtention d'un statut d'importance nationale et d'utilité publique délivré par le gouvernement grec. Le projet est dans sa phase finale de développement pour faire l'objet d'une évaluation d'investissement en 2022 ;
- Poseidon, une interconnexion entre la Grèce et l'Italie, qui, en se connectant à EastMed, permettra 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 et qui 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 appartenant à ICGB, en partenariat à 50 % avec Bulgarian Energy Holding, qui relie la Grèce et la Bulgarie. Sa construction a débuté en décembre 2019 et son exploitation commerciale est prévue pour le premier semestre 2022. Le projet bénéficie d'un régime réglementaire exempté émis par les autorités réglementaires nationales. Il a été approuvé par la Commission européenne. Le gazoduc, dont l'avancement de la construction dépasse 70 %, aura une longueur de 182 km et une capacité de transport de 3 milliards de mètres cubes par an.

Ces projets figurent parmi les projets d'intérêt commun de la Commission européenne et bénéficient d'aides de l'Union européenne. IGB a reçu 84 millions d'euros pour sa construction. EastMed bénéficiera d'une contribution de la Commission européenne à hauteur de 50 % de ses coûts de développement (environ 37 millions d'euros).

Edison détient aussi un droit d'utilisation de 80 % de la capacité 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).

Dans le domaine du GNL, Edison est engagé, depuis 2018, dans le projet *small scale* GNL (transport de GNL par cargaison de petite taille) pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL. L'objectif est de contribuer à la réduction des émissions pour les transports maritimes et routiers. Le projet, porté par la société Depositi Italiani GNL (détenue à 30 % par Edison [4]), comprend un dépôt côtier dans le port de Ravenna dans lequel le GNL sera déposé *via* un petit méthanier dédié. Le dépôt est achevé et dispose d'une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison a un droit d'utilisation de 85 %). Il assure l'alimentation de 12 000 camions et jusqu'à 48 transbordeurs.

(1) Données publiées par l'ARERA (figure 2.1 page 88 volume 1 rapport ARERA), les données 2021 seront disponibles mi-2022.
(2) Voir le communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021.
(3) Voir le communiqué de presse d'Edison du 3 décembre 2021.
(4) Détention à 19 % par Scale Gas Solutions (société contrôlée par Enagas), et à 51 % par Petroliera Italiana Rumena.

L'activité de commercialisation de GNL a démarré au mois de novembre pour les clients du marché de gros.

Au mois d'octobre 2020, Edison et Kuwait Petroleum Italia (Q8) ont présenté un projet commun pour la réalisation d'un dépôt côtier dans le port de Naples. Ce projet est soumis à autorisation.

Au mois de mars 2021, Edison a lancé le processus d'autorisation pour la construction et l'exploitation du dépôt côtier de Brindisi. L'autorisation de principe requise selon la directive Seveso a été obtenue.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2021, Edison a vendu 28,4 TWh d'électricité en Italie (contre 31,2 TWh en 2020, soit une baisse de 9 %) dont 16,8 TWh produits [1] et 10,9 TWh achetés sur les marchés. Les 0,7 TWh restants sont liés à la division du marché de l'énergie et des services environnementaux. Les ventes aux clients finals se sont établies à 13,3 TWh, en baisse de 1,7 % par rapport à 2020 en raison d'une réduction des volumes, en particulier dans le segment des clients d'affaires.

Concernant les ventes de gaz de 18,9 milliards de mètres cubes, une diminution des ventes à usage civil (- 5,3 %) a été observée du fait de la baisse des contrats avec les grossistes et des ventes à usage thermoélectrique (- 11,7 %) du fait de la contraction de la production.

Les ventes à usage industriel et les autres ventes affichent respectivement une hausse de 12,4 % et 66,6 % grâce à une consommation en hausse par rapport à une année 2020 pénalisée par la crise sanitaire, à un nombre de contrats plus important, à un hiver froid et à des températures inférieures à la moyenne historique au printemps.

À fin 2021, Edison dessert environ 1,59 million de sites en électricité et en gaz sur les segments des professionnels et des particuliers.

Le développement des activités de commercialisation reste une priorité pour Edison en tant qu'activité de base pour soutenir le développement dans les services énergétiques et la production renouvelable. Ces dernières années la société a renforcé sa plateforme de services innovants pour les clients résidentiels avec un éventail complet de services pour la maison : maintenance d'appareils domestiques et assurance habitation (à travers Assistenza Casa, détenue à 100 % par Edison), photovoltaïque résidentiel et services pour la mobilité électrique ainsi que pour la maison (avec notamment « Edison Risolve »).

Pour renforcer sa relation clients, Edison est présent sur le territoire italien avec 674 guichets de vente [2]. La société a développé son activité dans la vente digitale pour faire face aux défis de la crise sanitaire. En parallèle, Edison entend maintenir sa position de *leader* sur le segment des clients du marché d'affaires. La société développe une approche de conseil en énergie ainsi que des offres innovantes rendues possibles par l'évolution du marché et de la réglementation. Comme pour le segment résidentiel, les clients B2B peuvent bénéficier d'une offre qui associe production photovoltaïque, batteries et utilisation des véhicules électriques, dans le respect de l'environnement.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

Edison est présente sur le marché des services, avec le développement, la vente et la gestion de services énergétiques et environnementaux.

Les solutions proposées sont dédiées au développement de projets d'efficacité énergétique. Ils sont destinés aux grands clients industriels, tertiaires et administration publique. Il s'agit de secteurs en croissance dans lesquels Edison vise à consolider sa position. L'offre aux clients est également complétée par des services liés à l'environnement proposés par la filiale Sersys Ambiente (conseil, assainissement, prélèvement et analyse de matrices environnementales, déchets, nettoyage industriel).

Les modèles d'affaires sont adaptés aux exigences des clients. Edison conçoit, réalise et gère pour leur compte des actifs tels que des centrales de co- et trigénération, des installations photovoltaïques, des postes électriques, des centrales thermiques à usage industriel, des centrales de production de froid, des unités de production d'air comprimé, des réseaux de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud ou réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations d'épuration d'eaux industrielles. La gamme des services est complétée par une activité de conseil en matière d'énergie, de gestion de titres environnementaux et de formations interne et externe pour ses clients et partenaires.

Edison compte des clients dans les secteurs industriel et tertiaire. Les contrats avec le groupe Stellantis constituent, encore aujourd'hui, une grande partie de son activité auprès des grands clients.

Les projets sont développés sous la forme de partenariats industriels ou de contrats de performance avec les clients. Le modèle financier s'adapte et peut aller de l'accompagnement du client pour un financement tiers jusqu'à l'investissement direct par Edison dans les projets (modèle Esco).

Sur le segment de l'administration publique, Edison est présent avec Edison Facility Solutions, spécialisée dans l'efficacité énergétique et la fourniture de solutions intégrées de gestion de l'énergie, notamment pour les structures hospitalières.

Enfin, les activités d'efficacité énergétique sont assurées, à l'international, par des filiales en Espagne, en Pologne et au Maroc détenues à 100 % par Fenice.

En 2021, Edison et Michelin Italiana ont signé un accord pluriannuel en matière d'efficacité énergétique, de durabilité environnementale et de réduction de l'empreinte carbone de l'usine Michelin de Cuneo. Il comprend la construction d'une centrale de production d'énergie à faible impact environnemental et énergétique couplée à une installation photovoltaïque et une centrale à biomasse garantissant une production importante d'énergie renouvelable.

Edison a également conclu la première phase de construction du nouveau chauffage urbain d'Alzano Lombardo. Le projet, fruit d'une coopération entre un organisme public et une entité privée, est mis en œuvre et géré par Edison Teleriscaldamento, société contrôlée à 100 % par Edison.

1.4.5.2.3.5 Activités régulées

Stockage de gaz

Edison possède 100 % de la société Edison Stoccaggio, dédiée aux activités régulées de stockage de gaz. Edison entretient par ailleurs trois sites de stockage en gisements déplétés (gisements épuisés de gaz naturel) : Cellino (depuis 1984), Collalto (depuis 1994) et San Potito & Cotignola (depuis 2013). Le volume opéré par l'ensemble des sites représente un milliard de mètres cubes.

Distribution

En avril 2021, Edison a cédé 100 % d'Infrastructure Distribution Gas (IDG) à 2i Rete Gas pour une valeur de 150 millions d'euros, en exécution de l'accord signé le 14 janvier 2021.

1.4.5.3 Autre international

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont à l'étude. Le Benelux constitue également 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.

Le groupe EDF est présent en Belgique *via* ses filiales EDF Belgium, Luminus et Citelum (concernant Citelum, voir la section 1.4.6.1.2).

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, au travers de sa filiale belge 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) qui, à son tour, revend l'électricité à Luminus à un prix de marché.

La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait initialement la fermeture de Tihange 1 le 1er octobre 2015. Néanmoins, la prolongation jusqu'en 2025 de son exploitation a finalement été décidée, suite à l'adoption en 2012 du Plan d'équipement par le gouvernement belge et de la loi de 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire. Cette prolongation a fait l'objet d'une convention conclue le 12 mars 2014 entre Electrabel, EDF et l'État belge définissant ses modalités.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 a nécessité des investissements importants, à hauteur d'environ 320 millions d'euros pour la quote-part d'EDF, étalés entre 2011 et 2021.

(1) Donnée de production calculée en cohérence avec les critères de consolidation.
(2) Dont seulement une partie mineure est propriété d'Edison.

Luminus

À fin 2021, le groupe EDF détient 68,63 % de la société Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium, le reste du capital étant détenu par des actionnaires publics belges.

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 les 25 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge, avec 2 357,62 MW installés à fin 2021. La production d'électricité de Luminus à fin 2021 s'élève à 7,0 TWh. La société emploie près de 2 400 collaborateurs.

Dans le cadre du plan stratégique CAP 2030 du Groupe, 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 en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service en 1982 et 1985) qui ont une durée de vie de 40 ans.

Par ailleurs, Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

Outre les droits de tirage dans le parc nucléaire, Luminus dispose également d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 208 MW.

La centrale TGV de Seraing a rempli son contrat de réserve stratégique pour la période allant de novembre 2017 à fin octobre 2018.

Luminus est par ailleurs présente dans les énergies renouvelables. La société exploite 7 centrales hydrauliques. Elle est propriétaire, à fin 2021, de 82 parcs éoliens *onshore*, totalisant 263 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la société est *leader* dans l'éolien *onshore* en Belgique. Elle dispose, à fin 2021, d'une puissance installée de 658 MW. En 2021, Luminus a érigé 25 éoliennes pour une capacité totale de 67 MW.

Sous sa marque « Luminus », EDF fournit de l'électricité et du gaz à environ 2,1 millions de clients particuliers et professionnels [1] en Belgique. En mai 2021, Essent Belgique a été acquise par Luminus afin d'agrandir la taille du portefeuille. Cette acquisition est un investissement clé qui permet à Luminus de conforter sa position de numéro deux dans les activités de la fourniture d'électricité et de gaz.

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active *via* ses filiales Rami Services, Dauvister, Leenen 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 imprévus à la maison. À fin 2021, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services dépasse les 175 000 contrats, entre autres grâce aux ventes *bundle* [2] *via* le site web de Luminus.

Pour ses clients industriels, Luminus propose, avec les sociétés ATS, Vanparijs, Dauvister et Newelec, des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage. Sa filiale Luminus Solutions (co-détenue 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 2021, malgré l'impact de la crise sanitaire, Luminus a maintenu sa stratégie d'expansion autour de deux axes : d'une part la mobilité électrique, *via* la prise d'une participation dans l'un des principaux acteurs du marché belge (Powerdale) et d'autre part, le renforcement des pôles régionaux sur lesquels est bâti le groupe ATS (Elektro Clarysse). Dans une optique de renforcement de la marque « Luminus » et de la proposition de service, notamment pour les clients industriels, il a été décidé de rassembler, fin 2021, les marques Dauvister et Newelec sous une même direction.

Citelum

En Belgique, les travaux de rénovation LED de l'éclairage du réseau (auto)routier wallon se sont poursuivis. En 2020, plusieurs cas d'usages d'éclairage intelligent ont été mis en place *via* l'installation de différents capteurs de flux et de détection et leur interfaçage au système de télégestion centralisé basé sur MUSE©, la plateforme développée par Citelum.

Le contrat PPP de 20 ans de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance portant sur 100 000 points lumineux attribué en 2019 au consortium LuWa (composé de Citelum en tant que mandataire, Luminus, CFE et DIF) permettra à son terme, de réaliser 76 % d'économies d'énergie. Ceci équivaut à 166 000 tonnes d'emissions de CO_2 évitées.

Voir également la section 1.4.6.1.2.

Pays-Bas

Le groupe EDF et le groupe PZEM [3] disposent, au travers d'une société commune Sloe Centrale BV (à 50 % chacun), d'une centrale CCG de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas. Ses deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009. Grâce à ses performances techniques très élevées, renforcées par de récentes innovations et une renégociation optimisée du contrat de maintenance avec Siemens (LTSA), la centrale de Sloe a été appelée à fonctionner 5 029 heures en 2021.

Sloe démontre une excellente disponibilité (98,98 % à fin 2021) avec un facteur de service toutefois moins élevé que les années précédentes (48,5 % à fin 2021 *versus* 69 % en moyenne sur les deux dernières années). Cela est essentiellement dû aux conditions du marché (prix gaz et carbone), aux arrêts pour maintenance programmés mais aussi à une restriction du gestionnaire de réseau (Tennet).

Les bons résultats des derniers audits permettent par ailleurs à Sloe de s'orienter vers une certification ISO 55001 relative à la gestion d'actif ainsi que vers la certification ISO 27001 relative à la gestion des données et la cybersécurité.

Sloe Centrale BV continue de développer son programme CSR (*Company Social Responsability*) et d'améliorer les conditions de travail de ses salariés. Il continue de s'inscrire dans le Plan Mobilité électrique du Groupe et d'investiguer de nouvelles solutions technologiques pour diminuer son empreinte carbone, restant ainsi un acteur actif de la transition énergétique.

Allemagne

EDF est présent en Allemagne depuis plus de 25 ans. Avec environ 3 800 employés et plus de 100 chercheurs, le groupe EDF a de nombreuses activités en Allemagne. Il est présent dans les domaines des énergies renouvelables, des services énergétiques et de l'innovation. EDF propose des modèles économiques durables et des solutions énergétiques innovantes en faisant appel à l'expertise et au savoir-faire de ses filiales.

EDF soutient et contribue à la transition énergétique allemande, qui s'appuie fortement sur les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, les systèmes énergétiques intelligents et d'autres solutions énergétiques innovantes.

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. Celle-ci participe, au sein d'un consortium réunissant dix partenaires, au projet « Reallabor Westküste 100 ». Il consiste à créer un écosystème industriel régional dans le Nord de l'Allemagne autour de la production d'hydrogène à partir d'énergie renouvelable, notamment grâce à l'installation d'un électrolyseur d'une puissance de 30 MW pour la raffinerie de Heide. Les partenaires étudient la possibilité d'installer des capacités additionnelles d'électrolyseurs dans cette région d'ici 5 ans, en visant notamment le seuil symbolique des 700 MW.
- EDF Renouvelables détient, en intégrant les capacités installées de Futuren dans ce pays, 173 MW bruts installés d'éolien au 31 décembre 2021. Il exploite 334 MW de capacité éolienne *onshore*.
- EDF propose, avec EDF Distributed Solutions, une offre de stockage pour les industriels, déployée uniquement en Allemagne et basée sur le modèle de *peak shaving*. [4] Cette filiale d'EDF Renouvelables détient et exploite 1 900 kW de système de stockage d'électricité répartis sur trois sites industriels.
- Le groupe EDF détient 100 % du capital de la société allemande Energy2market (e2m), agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales. 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) Anciennement Delta.
(4) Écrêtement.

- 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 [1]. 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 de l'entreprise le plus important. 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 les marchés allemands et de l'Europe de l'Ouest. 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. Basée à Berlin, Metroscope cherche à améliorer les performances des centrales de production électrique allemandes.
- Urbanomy déploie, depuis juillet 2020, des ressources spécifiques pour son développement en Allemagne. Urbanomy propose une offre de conseil en *urban & energy planning* accompagnée d'outils de visualisation et de décision.
- EDF Trading est actif sur les marchés des commodités en Allemagne, notamment sur le marché intraday et celui du gaz.

EIFER, institut de recherche qui dépend de la R&D d'EDF, est basé à Karlsruhe et compte plus de 100 collaborateurs. Il est détenu à 50 % par EDF [2]. Il axe ses travaux sur l'optimisation des ressources énergétiques et la production décentralisée (intégration des énergies renouvelables), l'énergie dans les villes et territoires, ainsi que sur l'économie de l'énergie et de l'environnement (électromobilité, *Power-to Gas*, *smart cities*).

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.
- Electranova Capital détient une participation de 13,4 % dans Sunfire, société basée à Dresde qui développe des électrolyseurs haute température (*Power-to-Gas* et *Power-to-Liquids*).
- EDF Pulse Holding détient une participation de 14,14 % dans la société McPhy, fabricant et intégrateur d'équipements de stockage d'énergie basés sur l'hydrogène.
- 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).

1.4.5.3.2 Europe centrale et orientale

Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques *via* la filiale Dalkia Rus de Dalkia et au travers de son bureau basé à Moscou. Ce bureau 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 Russie.

Asie centrale

Les ingénieries du Groupe (thermique, hydraulique, réseaux et systèmes) sont actives sur 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 ouzbeks 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. 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 est bénéficiaire d'une garantie du gouvernement ouzbek. La mise en service est estimée courant 2026.

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

Au 31 décembre 2021, EDF International SAS détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, actuellement en processus de liquidation. Elcogas est propriétaire d'une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné) aux côtés d'Endesa Generación (40,99 %), d'Iberdrola Generación (12,0 %) et d'EDP (8,54 %). En raison d'un changement régulatoire impactant la rentabilité de la centrale, il a été procédé à l'arrêt puis au démantèlement de celle-ci. Par conséquent, l'Assemblée générale des actionnaires d'Elcogas a pris la décision, le 13 mai 2019, de dissoudre la société et de la mettre en liquidation.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale de Fenice, EDF Fenice Ibérica et de Citelum (voir la section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading »).

Framatome Spain est également présent sur ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance avec les sociétés propriétaires des réacteurs nucléaires.

EDF est également présente 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.

Il dispose de plus de 6 GW bruts de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 49,2 GW de capacité installée dans le cadre de contrats d'exploitation et de maintenance ou de services d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- jusqu'au 6 août 2021, les investissements dans trois centrales nucléaires, *via* sa participation de 49,99 % dans CENG (« Constellation Energy Nuclear Group »), la société détenue en partenariat avec la société Exelon (premier opérateur nucléaire américain). CENG disposait d'une capacité installée de 4 GW (soit 2 GW au prorata de la participation du groupe EDF). Exelon était l'exploitant agréé de ces trois installations. EDF a cédé sa participation dans CENG à Exelon ;
- les énergies renouvelables avec une capacité installée brute ou en construction de 7,1 GW, principalement aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renouvelables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale détenue à 100 % par EDF Renewables North America) gère, en Amérique du Nord, près de 12,9 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, ainsi que la fourniture de produits de gestion de l'énergie aux États-Unis et au Canada par le biais d'EDF Energy Services (filiale détenue à 100 % par EDF Trading North America) ;
- les services énergétiques, la gestion locale de l'énergie et l'efficacité énergétique ainsi que l'éclairage public, gérés par Dalkia et ses filiales Dalkia Energy Solutions (anciennement Groom Energy Solutions) et Aegis Energy Services ;
- la R&D et l'innovation dans le cadre d'EDF Innovation Lab.

1.4.5.3.4.1 Activités nucléaires aux États-Unis

Production nucléaire : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

EDF détenait jusqu'au 6 août 2021 une participation dans CENG de 49,99 %. Il a obtenu une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon. Cette option était exerçable entre le 1er janvier 2016 et le 30 juin 2022. Le 20 novembre 2019, EDF a notifié l'exercice de cette option à Exelon [3]. La réalisation de la transaction était conditionnée à l'obtention de l'autorisation réglementaire de la Federal Energy

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Store & Forecast du 7 octobre 2021 « Trois filiales du groupe EDF s'associent pour accompagner la transition énergétique en Allemagne ».
(2) Il est également détenu à 50 % par Karlsruher Institut für Energie (KIT).
(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 20 novembre 2019 « EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG ».

Regulatory Commission (FERC) et de la New York Public Service Commission (NYPSC). La FERC et la NYPSC ont approuvé la transaction respectivement le 30 juillet 2020 et le 15 avril 2021. Le 9 août 2021, EDF a annoncé avoir conclu un accord avec Exelon prévoyant le rachat par ce dernier de la participation d'EDF dans CENG pour un prix d'acquisition net de 885 millions de dollars [1]. L'opération a été finalisée le 6 août 2021.

1.4.5.3.4.2 Autres activités en Amérique du Nord

Voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».

Voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ».

Voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia ».

En matière de recherche et développement : voir la section 1.5.1.5 « Les partenariats d'EDF R&D ».

Présent dans le secteur de l'énergie nucléaire aux États-Unis depuis les années 1950, Framatome bénéficie d'une large présence sur ce marché assurant l'alimentation d'environ 36 millions de foyers américains. Sa mission consiste à assurer la maintenance et la modernisation du parc nucléaire américain en exploitation, à fournir le combustible et à soutenir la construction éventuelle de nouvelles centrales (voir aussi la section 1.4.1.1.4 « Les activités liées à la production nucléaire : Framatome »).

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur les marchés brésilien et chilien. Il élargit ses ambitions à certains pays de la zone dans lesquels il prospecte les opportunités de développement.

1.4.5.3.5.1 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 de Norte Fluminense, d'une capacité installée de 826 MW, 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 est 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). La production de la centrale en 2021 a été de 6 360 GWh.

Par ailleurs, le 11 décembre 2014, EDF a acquis, par l'intermédiaire de sa filiale EDF Norte Fluminense, une participation de 51 % dans Sinop Energia. Elle est chargée de la construction, de la maintenance et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Sinop, située dans l'État du Mato Grosso, à 70 km de la ville de Sinop. La centrale, bâtie sur la rivière Teles Pires, s'étend sur 342 km². Elle a été mise en service en 2019 et dispose d'une capacité installée de 402 MW, fournissant l'équivalent de 50 % de l'électricité de l'État du Mato Grosso (1,6 million de clients).

Depuis la mise en eau du réservoir, des événements de mortalité piscicole constatés en 2019 et 2020 à l'aval de l'aménagement font l'objet d'études approfondies par deux groupes d'experts indépendants en France et au Brésil. Ce phénomène rare est survenu sur d'autres sites dans le monde, y compris au Brésil. Dans le cas de Sinop, ils ont notamment conclu que la qualité d'eau dans le réservoir n'est pas en cause et que ce phénomène ne se produit pas en fonctionnement normal de l'usine mais est lié, pour l'essentiel, à l'utilisation des évacuateurs de crue qui génèrent notamment des phénomènes de sursaturation gazeuse. Les groupes d'experts ont formulé plusieurs recommandations en 2020 qui ont été mises en œuvre en 2021. Elles portent sur les procédures d'exploitation des déversoirs, l'installation de sondes pour mesurer les paramètres en temps réel, notamment les niveaux d'oxygène, et la mise en place de barrières à poissons. Aucun événement de mortalité piscicole n'a été constaté depuis la mise en œuvre de ces recommandations.

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 de Marlim Azul pour une durée de 10 ans.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la filiale EDF Renouvelables possède un portefeuille de :

- 398,5 MW d'énergie solaire grâce à la centrale de Pirapora (l'une des plus grandes centrales solaires d'Amérique du Sud située dans l'État de Minas Gerais) ;
- 329 MW d'énergie éolienne en exploitation et 379 MW en cours de construction dans l'État de Bahia.

EDF est également présent au Brésil à travers Edison dont la filiale Ibir termo, détenue à 50 %, exploite un CCGT de 226 MW dans l'État de Minas Gerais.

1.4.5.3.5.2 Chili

Depuis 2013, EDF a contribué à développer, conjointement avec son partenaire chilien Andes Mining & Energy (AME), un projet *gas to power*. Il combine la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale électrique de type CCG d'une capacité d'environ 600 MW, ainsi qu'une infrastructure de stockage et de regazéification de GNL en mer de type *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU).

Via la filiale EDF Chile créée en 2014 à cet effet, le Groupe est actionnaire à hauteur de 50 % dans deux sociétés projets (GNL Penco et Central El Campesino renommée GM Holdings), aux côtés de BioBioGenera (50 %) dont AME est l'actionnaire de contrôle.

Néanmoins, le projet a subi un contretemps du fait de la décision de la Cour suprême du 30 janvier 2017 annulant le permis du terminal de regazéification Penco Lirquen. Le projet a été restructuré afin d'assurer l'approvisionnement de 4 TWh par an pendant 20 ans conformément au *Power Purchase Agreement* remporté en 2014. GM Holdings a notamment acquis en mai 2018 la société ESSA, propriétaire d'un actif de production thermique de 750 MW.

Par ailleurs, le 30 septembre 2021, EDF et AME ont finalisé le financement du plus grand parc photovoltaïque du Chili d'une capacité de 480 MW.

EDF Renouvelables est également présente au Chili *via* :

- la centrale solaire de Boléro (146 MWc) située dans le désert d'Atacama ;
- la centrale photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenue à parité avec AME et inaugurée en janvier 2018 ;
- le parc éolien Cabo Leones 1 de 115 MW qui a été connecté au réseau en juin 2018 et qui fait l'objet d'une extension de 60 MW.

1.4.5.3.5.3 Pérou

Depuis 2018, le Groupe est présent au Pérou *via* sa filiale EDF Peru SAC. Elle prospecte les opportunités de développement et travaille sur la phase de prédéveloppement des actifs de production d'électricité à partir d'énergie photovoltaïque, hydraulique et gazière.

1.4.5.3.5.4 Colombie

Depuis 2020, le Groupe est présent en Colombie *via* sa filiale EDF Andes. Elle prospecte les opportunités de développement et travaille sur la phase de prédéveloppement des actifs de production d'électricité à partir d'énergie hydraulique.

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 de nouveaux projets innovants.

Son objectif est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques, dans un contexte de compétition internationale autour du programme nucléaire mondial et dans la perspective du renouvellement du parc français.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis plus de 35 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 3,4 GW de capacités installées nettes [2] notamment à travers des participations dans la centrale EPR de Taishan, les fermes éoliennes en mer de Dongtai IV et V, des centrales thermiques au charbon et l'exploitation de réseaux de chaud et de froid.

La part de l'électricité sans CO_2 produite par EDF en Chine est de 48 % en 2021, soit supérieure à la moyenne nationale chinoise.

Le Groupe développe des partenariats avec de grands électriciens chinois, lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques et d'ingénierie.

Se reporter également aux sections 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR » et 4B « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles ». Ces sections

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 9 août 2021 « EDF finalise la vente de sa participation dans CENG ».
(2) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

détaillent les risques auxquels le Groupe est exposé dans un contexte de dégradation des relations diplomatiques et/ou commerciales entre les pays impliqués dans les projets en Chine.

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 a progressivement fait apparaître une évolution atypique des paramètres radiochimiques conduisant à soupçonner que des crayons constituant les assemblages de combustible étaient devenus inétanches [1]. TNPJVC, responsable de l'exploitation, a procédé début août à l'arrêt du réacteur, tel qu'il l'avait annoncé le 30 juillet 2021. Il a ensuite engagé les opérations de déchargement du combustible, qui se sont achevées le 22 août. Ces opérations ont été conduites en lien avec les experts techniques de Framatome.

Selon le résultat de l'inspection des assemblages combustible et de la cuve du réacteur, l'origine de l'inétanchéité des crayons d'assemblages combustible serait liée à une dégradation de la gaine des crayons par un phénomène d'usure mécanique, localisée en partie basse du crayon. Cette usure mécanique serait consécutive à la rupture de petits dispositifs de maintien des crayons dans les assemblages [2].

Après instruction par les autorités compétentes, ces études pourraient conduire, à terme, à des ajustements du procédé de fabrication et au déploiement d'une technologie différente de maintien des crayons au sein des assemblages.

Par ailleurs, les inspections réalisées sur les assemblages et sur l'intérieur de la cuve ont également mis en évidence un phénomène local sévère entre les assemblages et un composant enveloppant le cœur et qui est lié à des sollicitations hydrauliques. Des études sont en cours afin de définir les dispositions qui permettront de réduire les interactions entre les assemblages et l'enveloppe de cœur.

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 ».

L'analyse concernant les autres projets EPR est en cours.

Voir également dans la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle », dans le risque 4A – "Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (HPC, FLA3, Taishan ....)", le paragraphe c2.2 consacré à l'EPR de Taishan.

Production de l'EPR de Taishan

La production nette en 2021 a été de 18,487 TWh. Elle a été affectée par l'arrêt programmé de l'unité 2 (1re visite complète) et par l'arrêt fortuit de l'unité 1 de 5 mois au 2e semestre consécutive à l'aléa technique rencontré.

Conditions tarifaires applicables aux centrales nucléaires

Les autorités chinoises ont engagé des consultations avec les parties concernées en vue de définir les conditions tarifaires applicables à partir de 2022 aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. Début 2022, la décision n'a pas encore été prise par les autorités (voir également dans la section 2.2.4, le risque 4A c.2.2 « EPR Taishan »).

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 et les fournisseurs, et la R&D.

Le partenariat avec CGN a permis d'engager des discussions sur sa participation à des projets nucléaires communs en Grande-Bretagne. Elles ont abouti à la signature par EDF et CGN des contrats définitifs pour la centrale d'Hinkley Point C 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 nucléaires du Groupe.

EDF préside également l'association Partenariat France Chine Electricité (PFCE) constituée de fournisseurs qualifiés d'EDF cherchant à se développer en Chine.

Le Groupe a conclu en 2013 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.

En complément, un accord entre AFCEN [3] et 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.

Le plan d'actions pour les relations franco-chinoises endossé par les Présidents français et chinois en novembre 2019 salue la coopération entre les industriels français et chinois sur l'EPR, notamment à Taishan. Il appelle à la poursuite des coopérations en Chine et sur les marchés tiers, ainsi qu'à la poursuite du travail conjoint sur les projets britanniques (Hinkley Point C, Sizewell C, Bradwell B). Voir la section 1.4.5.1.2.5« Le Nouveau Nucléaire ».

Framatome

Framatome est présent en Chine depuis plus de 35 ans. Il est le concepteur des unités 1 et 2 des centrales de Taishan.

Framatome 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 %.

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. Elles ont été mises en service entre 1987 et 2004 et représentent une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont China Energy Investment Group [4] et l'électricien hongkongais CLP. À partir du 1er janvier 2022, la société SZPC commencera à transférer progressivement ses unités de production au groupe China Energy Investment avec 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. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang majoritaire dans DSPC.

(1) 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 ».
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».
(3) Association française pour les règles de conception, de construction et de surveillance en exploitation des matériels des chaudières électro-nucléaires.
(4) Anciennement groupe Guodian.

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 CO_2 par kilowattheure produit. Le premier groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016.

EDF et Datang ont engagé des discussions pour redéployer leur partenariat sur des activités bas carbone. Cet engagement a conduit à la signature, le 18 juin 2021, d'un « Accord-cadre de coopération stratégique bas carbone ».

Énergies renouvelables

À travers la filiale chinoise d'EDF Renouvelables, le groupe EDF détient une participation dans 7 centrales éoliennes en exploitation pour une puissance installée totale de 403,3 bruts (254,2 MW nets) ainsi qu'un pipeline 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 joint-venture avec la société ACC. Elle vise à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels (130 MW 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. La première phase (Dongtai IV – 302 MW) a été mise en service en décembre 2019 et la seconde phase (Dongtai V – 200 MW) en novembre 2021.

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 réseaux électriques innovants, les systèmes locaux multi-énergies, 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 première édition d'EDF Pulse China a été organisée en 2021 avec la participation de plus de 200 *start-up* chinoises.

Services énergétiques

Dans la ville de Sanmenxia (province du Henan), EDF a créé 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 %) dont l'objectif est de construire et exploiter un réseau de chaleur alimenté par une centrale de cogénération biomasse de 30 à 35 MW. Le contrat de concession de 30 ans a été signé en janvier 2018. L'issue du processus d'attribution de subventions, en cours, est à ce jour incertaine.

Dans la ville de Sanya (province de Hainan), EDF et un partenaire ont été sélectionnés en août 2017 par le gouvernement municipal pour créer une première centrale de froid qui a démarré en septembre 2021 et qui alimentera en climatisation des hôtels de la zone.

EDF et Jinan Heating Group ont signé en janvier 2021 un contrat de 25 ans pour développer un réseau de climatisation urbaine dans un nouveau quartier d'affaires de Jinan (9 millions d'habitants) qui a commencé à fonctionner en août 2021.

En partenariat avec le constructeur automobile Beijing Automotive Group (BAIC), EDF a inauguré en août 2020 une première station d'échange de batteries pour une flotte de taxis de la ville de Sanya (province de Hainan). Plusieurs autres stations sont en cours de développement à Haikou (capital de la province de Hainan) et à Zhuhai (province du Guangdong).

EDF est présent sur le marché de l'éclairage public par l'intermédiaire d'un contrat de 15 ans avec la ville de Kunming (capitale de la province du Yunnan) pour la gestion de 113 000 points lumineux.

1.4.5.3.6.2 Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud 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 de type *Independent Power Plants* (IPP). Il intervient également dans le domaine des énergies renouvelables, du nucléaire, des villes intelligentes, des *micro-grids*, de la mobilité électrique et de l'innovation.

Vietnam

Au 31 décembre 2021, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO). La société est propriétaire de Phu My 2.2, une centrale CCGT d'une capacité de 715 MW. Les autres actionnaires sont TEPCO (JERA) et SGM2 (Sumitomo). 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 projet Son My 1 porte sur la construction et l'exploitation, durant 20 ans, d'une centrale de type CCGT de 2 250 MW, à haut rendement et aux performances environnementales optimisées. Elle est située dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Ho Chi Minh ville. Le groupe EDF a été désigné *leader* du consortium chargé d'étudier le projet (37,5 %). Il intervient aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et de deux partenaires japonais, Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %). Un *Memorandum of Understanding* a été signé en novembre 2018 (et amendé en décembre 2020) avec le ministère de l'Industrie et du Commerce vietnamien (MOIT) fixant le cadre général du développement du projet. Le 27 octobre 2021, le projet a reçu la *In-principle investment decision* du MOIT (*Ministry of Industry and Trade*). Le plan de travail de l'année 2022 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 et des autres documents contractuels nécessaires à une mise en service de la première unité fin 2025.

Laos

Au 31 décembre 2021, 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. 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 %). La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

En 2021, l'activité s'est concentrée sur la conduite opérationnelle des installations (première révision majeure depuis la mise en service), dans un contexte hydrologique difficile au Laos, tout en poursuivant les missions d'accompagnement social et environnemental de la région de Nam Theun (le parc national de Nakai Nam Theun a été nommé sur la liste verte des zones protégées et conservées de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature).

Un projet de développement d'un parc solaire flottant d'une capacité de 240 MWp sur la retenue du barrage hydroélectrique de Nam Theun 2 a été lancé en 2019. Il a été officialisé par la signature d'un *Memorandum of Understanding* (MoU) avec le gouvernement du Laos en juillet 2019 puis avec des partenaires en juin 2020. Au cours de l'année 2021 des étapes importantes ont été franchies, avec notamment la signature d'un *Project Development Agreement* (PDA) avec le gouvernement lao et d'un MoU avec des partenaires. Ce projet permettra d'optimiser et développer la production de NTPC. Les avantages de cette hybridation entre 2 sources d'énergie sont nombreux. Elle permet notamment une meilleure capacité de production en saison sèche, grâce à un stockage d'eau optimisé dans le réservoir, et le développement d'une énergie décarbonée sans impact environnemental ou social majeur.

Inde

L'Inde a été très durement touchée par l'épidémie de Covid en 2021. Cette crise a eu des répercussions importantes sur le développement des activités du Groupe dans cette région.

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 ».

Dans le domaine des compteurs et réseaux intelligents, EDF a poursuivi le développement du projet EESL3. Il porte sur la mise en œuvre de près de 5 millions de compteurs intelligents dans 5 états indiens dans le cadre du plan de coopération entre la France et l'Inde. La phase de déploiement a été lancée en 2021 et s'étend massivement après un ralentissement lié à la crise sanitaire. La filiale EDF International Networks est implantée en Inde depuis 2019 et pilote la mise en œuvre du projet.

La filiale EDF Renouvelables présente en Inde dans le solaire photovoltaïque, et depuis 2016 dans l'éolien, a également poursuivi son développement. Voir également la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ».

Birmanie

Suite au coup d'État du 1er février 2021, EDF a annoncé la suspension du projet Shweli 3 en Birmanie, un projet de développement d'un barrage hydroélectrique sur la rivière Shweli, au nord-est de la Birmanie (État du Shan), d'une puissance de 671 MW. Le respect des droits humains fondamentaux constitue une condition préalable pour chaque projet auquel EDF prend part. Par conséquent, depuis le coup d'État, le consortium Shweli 3 a décidé de suspendre le développement du projet, y compris les activités de ses sous-traitants.

Par ailleurs, EDF a également décidé de suspendre son développement dans le domaine des *micro-grid* hybrides (solaire et batterie) dans plusieurs villages isolés en Birmanie.

Le Groupe est prêt à reprendre ses activités en Birmanie quand les conditions politiques et sociales le permettront.

Indonésie

Le groupe EDF poursuit sa stratégie de développement en Indonésie. Il privilégie les projets d'énergie renouvelable et l'accélération de l'accès à l'électricité dans les zones insulaires les plus reculées du pays par le développement de *micro-grids*.

Singapour

Suite à l'accord signé en juin 2013 avec le *Housing and Development Board* de Singapour, principal constructeur de bâtiments de la ville, en vue de développer un dispositif innovant de modélisation urbaine, le groupe EDF a ouvert en 2014 un centre d'excellence pour les villes durables en Asie : EDF Lab Singapore Pte. Ltd (le « Lab »).

En parallèle d'un démonstrateur micro-grid MASERA (*Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas*), le Lab est également impliqué dans deux projets « Réseaux Electriques » de recherche, partiellement finances par les autorités singapouriennes :

- *Platform for Interconnected Microgrids Operation* (PRIMO) : il s'agit d'un projet de recherche piloté par le Lab avec des partenaires universitaires locaux (NTU, SIT, TUM@CREATE) ;
- « Descartes » : il s'agit d'un projet de recherche de 5 ans piloté par le CNRS en lien avec 25 partenaires universitaires et 5 pilotes industriels dont le Lab, en charge du lot *Digital Energy*. Ce projet ambitionne de développer une plateforme d'intelligence artificielle hybride pour améliorer la prise de décision pour des systèmes urbains critiques (energie, qualité de l'air, transports...).

Le Lab apporte son expertise concernant des études de faisabilité de projets d'import d'électricité vers Singapour, ainsi qu'en matière de développement des activités liées à la mobilité électrique.

Le Groupe est désormais bien implanté à Singapour pour couvrir son développement en Asie du Sud-Est, renforcer ses synergies avec le Lab et participer à l'écosystème de développement et d'innovation autour des thèmes des *smart grids*, de la mobilité électrique, de la ville intelligente et des interconnexions. L'objectif est d'augmenter la part des énergies renouvelables dans des pays traditionnellement très carbonés.

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe souhaite se développer 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.

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 *via* un contrat pluriannuel d'assistance technique renouvelé en 2015. Framatome est également un fournisseur important d'ESKOM (maintenance générale et fuel). En 2014, un contrat a été signé pour le changement des générateurs de vapeur de la centrale qui devrait être réalisé en 2022.

Le groupe EDF a implanté une 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, EDF Development South Africa a acquis 30 % de la société d'ingénierie sud-africaine GIBB Power. L'objectif est d'appuyer le développement de l'activité d'ingénierie dans la région Afrique Australe.

Les activités renouvelables du groupe EDF dans le pays ont démarré en 2011 avec l'acquisition d'Innowind que le Groupe détient à 84 %. L'objectif est de participer aux appels d'offres renouvelables organisés par le gouvernement sud-africain. Trois projets éoliens ont été gagnés en 2012 et un en 2015 pour un total de 142 MW (dont 35 MW actuellement en construction). Ce programme d'appels d'offres gouvernementaux a été gelé entre 2015 et 2019.

En octobre 2019, le nouveau gouvernement a promulgué un Plan directeur énergétique du pays (IRP 2019-2030). Il prévoit environ 20 GW de capacités renouvelables additionnelles d'ici 2030 et 3 GW de gaz. Il intègre aussi une réflexion à mener sur la relance d'un programme nucléaire incluant des petits réacteurs modulaires (SMR). La mise en œuvre de ce plan directeur est en cours avec le lancement d'une demande d'information pour de nouvelles capacités nucléaires (à laquelle le groupe EDF a répondu en octobre 2020) et le lancement d'appels d'offres renouvelables (RMIPPP et REIPPP round 5).

En 2021, EDF Renewables (South Africa) a remporté plusieurs succès significatifs dans le cadre de ces appels d'offres gouvernementaux. En mars 2021, EDF a été désigné *prefered bidder* pour un projet hybride éolien, solaire et batterie de 75 MW (programme RMIPPP). En octobre 2021, EDF a été désigné *prefered bidder* pour 3 projets éoliens totalisant 420 MW (programme REIPPP Round 5). En outre, EDF Renouvelables a remporté un appel d'offres lancé par la société minière Anglo American pour 100 MW de capacité photovoltaïque pour fournir sa mine de Mogalakwena (Limpopo).

Le Groupe est aussi présent en Afrique du Sud à travers la société KES (Kukhanya Energy Services) créée en 2002. Voir également la section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux ».

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).

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), MASEN (Agence Marocaine pour l'Energie 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. Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres, le consortium mené par EDF Renouvelables (en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co.) développe le parc éolien de Taza (150 MW). La construction de la phase 1 (87 MW) a démarré en septembre 2020.

EDF Renouvelables, en consortium avec Masdar et Green of Africa, réalise également la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire de Noor Midelt suite à un appel d'offres international gagné en mai 2019. 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.

EDF-R Maroc accompagne MASEN dans le renouvellement du parc éolien de Koudia al-Baida avec comme objectif de doubler sa capacité pour atteindre 100 MW. Ce projet qui démarrera en 2022 à la suite de la signature d'un protocole d'accord en 2018 sera le premier du genre en Afrique.

Enfin, le Groupe est présent dans les activités d'efficacité énergétique à travers EDF Fenice Maroc, filiale de Fenice Iberica (Edison). La société intervient dans le cadre d'un contrat d'économie circulaire avec un groupe international dans le secteur agroalimentaire.

Sénégal

Le Groupe est présent au Sénégal à travers la détention à 100 % de la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou.

Dans un secteur électrique qui connaît de nouvelles 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, en janvier 2021, une demande de révision tarifaire exceptionnelle dont l'issue reste attendue.

Cameroun

La société de projet Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) est détenue par EDF International (40 %), IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et SFOA (10 %). Elle a débuté le 1er février 2019 la construction du barrage hydroélectrique Nachtigal, d'une puissance de 420 MW, situé sur la Sanaga et proche de Yaoundé. En juillet 2016, la société Nachtigal Hydro Power Company a été créée pour accompagner le projet. Elle a signé une Convention de Concession de Production d'Électricité en avril 2017. La clôture financière de Nachtigal a été réalisée le 24 décembre 2018.

La centrale hydroélectrique Nachtigal est un projet dimensionnant pour le pays. Il sera, à sa mise en service, le plus important moyen de production du Cameroun. Son objectif est d'assurer environ un tiers des besoins en électricité et de générer de nombreuses retombées pour l'économie locale.

À fin 2021, l'actualisation du planning intègre un retard de 10 mois intégrant l'impact de la crise sanitaire Covid. La ligne de transport de plus de 50 km, reliant Nachtigal à Yaoundé, est terminée. La mise en service du premier groupe est prévue pour mi-2023 et la mise en service opérationnelle est prévue pour mi-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, le 25 juin 2021, pour le développement conjoint du projet et d'un JDA (*Joint Development Agreement*).

EDF poursuit son activité de conseil auprès d'Eneo, l'opérateur historique du secteur électrique dans le domaine de la distribution.

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. Elles atteignent des performances très satisfaisantes. La durée des PPA 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 30 MW de centrales solaires photovoltaïques opérationnelles et de 200 MW en développement.

EDF accompagne l'Égypte dans sa transition énergétique également comme consultant. Dans le domaine du transport avec EETC (Egyptian Electricity Transmission Company), EDF supervise l'ingénierie et la construction du dispatching du Delta (contrat de 2017) et du nouveau dispatching national qui sera localisé dans la nouvelle capitale administrative de l'Égypte (contrat de 2019).

En appui à la BEI, EDF poursuit son activité de conseil auprès d'EETC dans le cadre du développement de son réseau de transport.

Dans le domaine de la distribution pour EEHC (Egyptian Electricity Holding Company), EDF International Networks a finalisé, en 2021, le déploiement de 53 000 compteurs communicants au sein d'un consortium mené par l'industriel français Sagemcom et comprenant l'Égyptien Globaltronics.

Côte d'Ivoire

En partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest, et le fonds Meridiam, le groupe EDF développe le projet « Biovéa » de centrale biomasse de deux tranches de 23 MW. Ce projet est inscrit au Schéma Directeur de Développement de l'État ivoirien. Un accord sur le prix de cession de l'électricité a été signé avec l'État ivoirien le 30 novembre 2017. La convention de concession a été signée avec l'État le 9 décembre 2019. La signature de la documentation de financement et du contrat de construction a eu lieu en juin 2021. Le bouclage financier a eu lieu fin 2021 et le démarrage des travaux est prévu pour début 2022.

EDF International est devenu en 2019 actionnaire à 49 % de Conergies Group disposant d'une forte expertise de développement et d'innovation dans les domaines du chauffage, de la ventilation, et du froid industriel et solaire en Afrique de l'Ouest.

En août 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 ZECI, joint-venture avec la société américaine Zola Electric, pour le déploiement d'un projet *off grid* d'énergie hors réseaux pour les populations rurales et périurbaines. Voir la section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux ».

Ghana

Le Groupe est présent au Ghana à travers la société ZEGHA. Voir aussi la section 1.4.5.3.9 « Off Grid – Énergie hors réseaux ».

Togo

Le Groupe est présent dans le pays à travers la société BBOXX Togo Capital, joint-venture avec la société britannique BBOXX, pour le déploiement de solutions *off grid* d'énergie hors réseaux pour les populations rurales et périurbaines. Voir aussi la section 1.4.5.3.9 « Off Grid – Énergie hors réseaux ».

EDF a créé, début 2020, une succursale pour soutenir sa stratégie de développement et assurer la poursuite de prestation de services d'ingénierie.

Kenya

Depuis juillet 2018, le groupe EDF participe au développement de la société kenyane SunCulture pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination de foyers ruraux, principalement au Kenya.

EDF a pris une participation indirecte également dans Bboxx Capital Kenya en 2020. La société assure depuis quelques années la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Kenya. Voir aussi la section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux ».

EDF a investi à hauteur de 50 % en février 2021 dans Fconet Energy Kenya (EFK). La société est spécialisée dans le solaire réparti à destination du marché d'affaires. EEK développe des solutions d'autoconsommation solaire allant du *design* à la maintenance jusqu'au financement. Elle dispose d'actifs en exploitation dans les secteurs industriel et tertiaire.

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. En outre, 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 Dubai aux Émirats Arabes Unis.

Ces implantations gèrent des activités commerciales et des projets dans ces différents pays dont le principal enjeu, pour les prochaines années, est de progresser dans la transition énergétique de l'après-pétrole.

Les projets majeurs de la zone sont situés notamment aux **Émirats Arabes Unis** avec, en 2021, à **Abu Dhabi** :

- la création en avril de Emerge, co-entreprise avec Masdar, l'un des *leaders* mondiaux dans le domaine des énergies renouvelables. L'entreprise développe des projets d'énergie solaire, d'efficacité énergétique et d'éclairage public. Emerge développe son offre prioritairement à destination des clients commerciaux et industriels, aux Emirats et en Arabie Saoudite. Elle contribue ainsi à l'atteinte des objectifs ambitieux de ces deux pays en matière de transition énergétique ;
- le démarrage de la construction du projet solaire photovoltaïque Al Dhafra. Ce projet a été attribué par appel d'offres au consortium constitué du groupe EDF, *via* sa filiale EDF Renouvelables, et de Jinko Power. Les deux développeurs ont été rejoints depuis lors par les co-actionnaires Taqa et Masdar, deux acteurs majeurs de l'énergie basés à Abu Dhabi. Avec une capacité installée de 2 GW, la future centrale solaire sera la plus puissante au monde. Elle évitera le rejet de 2,4 millions de tonnes de CO_2 par an. Voir également la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables » ;
- EDF, au sein d'un consortium composé de KEPCO et de Kyushu Electric Power Co., a signé en décembre 2021 un projet stratégique de 3,6 milliards de dollars visant à développer et à exploiter un système de transmission sous-marin de courant continu haute tension (HVDC-VSC), une première dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. Ce projet majeur consiste à connecter les activités de production *offshore* d'ADNOC [1] à une énergie plus propre et plus efficace, fournie par le biais du réseau électrique terrestre d'Abou Dhabi, détenu et exploité par les sociétés de transmission et de distribution de TAQA. Le projet réduira l'empreinte carbone *offshore* d'ADNOC de plus de 30 %, tout en soutenant la *Net Zero by 2050 Strategic Initiative* des Émirats Arabes Unis.

D'autres projets majeurs sont situés à **Dubaï** avec le client DEWA (en charge de l'eau et de l'électricité dans l'Émirat) :

- un contrat de développement de la centrale solaire photovoltaïque de 800 MW dite « DEWA III ». EDF, *via* sa filiale EDF Renouvelables, a développé ce projet

(1) Abu Dhabi National Oil Company.

aux côtés de Masdar et du client DEWA. Cette centrale était, au moment de son inauguration en 2020, la plus grosse centrale solaire au monde (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »). 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 au 1er semestre 2024). Dans le prolongement de ce contrat, DEWA a confié à EDF un contrat de supervision du projet Dubai Summit. Il consiste à construire un téléphérique touristique au-dessus du site hydroélectrique d'Hatta (fin prévisionnelle vers mi 2025) ;
- 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.

Toujours aux Émirats Arabes Unis, le groupe EDF a pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH. NAWAH est 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 selon lequel 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. 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 remportés et sont en cours avec ce client.

Les projets majeurs situés en **Arabie Saoudite** sont les suivants :

- 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 entre les deux groupes incluant notamment des prestations de formation. Dans le prolongement de cet accord, 2 contrats GOC « Generation, Optimization Center », signés en 2016 et 2019, prévoient l'appui d'EDF à la mise en place et à l'exploitation de centres régionaux d'optimisation de la production ;
- par ailleurs, EDF *via* sa filiale EDF Renouvelables, en partenariat avec Masdar et le groupe saoudien Nesma, a gagné en 2019 un appel d'offres qui comprend le financement, la construction et l'exploitation du premier projet éolien d'Arabie Saoudite pour une puissance installée de 400 MW, à Dumat Al Jandal. Voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ». Le parc a commencé à produire en juillet 2021 ;
- en 2020, toujours en partenariat avec Masdar et Nesma, EDF Renouvelables s'est vu attribuer le projet South Jeddah dans le cadre d'un appel d'offres organisé par le ministère de l'énergie (« Repdo 2 »). La construction de cette centrale solaire photovoltaïque d'une capacité de 300 MW a commencé début 2021. Il s'agira de la première centrale solaire d'EDF Renouvelables en Arabie Saoudite.

En Israël, le groupe EDF est présent, depuis 2010, à travers sa filiale EDF Renouvelables. À fin 2021, elle exploite 425 MW bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau, et construit 104 MW supplémentaires. La filiale prépare la construction en 2022-2023 d'environ 70 MW de projets photovoltaïques flottants, 30 MW de toitures solaires, 225 MW de projets photovoltaïques au sol associés à du stockage et 98 MW de projets éoliens. 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.

1.4.5.3.9 Off Grid - Énergie hors réseaux

Le groupe EDF a plus de vingt ans d'expérience dans le domaine *Off Grid* (énergie décentralisée) en Afrique au travers de sociétés créées à cet effet sur un modèle de concessions géographiques. Depuis 2017, le groupe EDF a décidé de s'associer avec des *start-up* innovantes pour fournir de l'énergie et des services à une clientèle rurale et périurbaine adaptée en fonction de ses revenus et de ses besoins. Ces solutions vont de l'alimentation réseau au kit solaire individuel en passant par le *mini-grid*.

Grâce à ces solutions, plus de 1,5 million de personnes en Afrique du Sud, Côte d'Ivoire, Ghana, Sénégal, Kenya, Zambie et Togo peuvent aujourd'hui s'éclairer. Elles peuvent également alimenter un ensemble d'appareils domestiques basse consommation, tels qu'une télévision ou une radio, ou recharger leur téléphone portable. Au Kenya et au Togo, les clients ont également la possibilité d'acheter des pompes solaires agricoles pour améliorer significativement le rendement des cultures.

Le groupe EDF a par ailleurs créé la société NEoT Offgrid Africa (participation d'EDF Pulse Holding à hauteur de 17 % aux côtés de fonds d'investissement de la société de gestion Meridiam). Elle a vocation à contribuer au financement des solutions de fourniture d'énergie et de services proposées.

Togo - Bboxx

EDF International détient 50 % de Bboxx Capital Togo. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Togo. Au-delà de la vente de kits solaires domestiques, un partenariat de déploiement de pompes solaires a été mis en place en 2020 avec la société kenyane SunCulture et le gouvernement togolais.

Afrique du Sud - KES

En Afrique du Sud, la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002, est détenue à hauteur de 50 % par EDF International, 15 % par l'opérateur local Calulo et 35 % par Total. Elle a initialement développé ses activités dans les kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal, puis a étendu ses activités dans la région d'Eastern Cape.

Kenya - SunCulture

Depuis juillet 2018, le groupe EDF participe au développement de la société kenyane SunCulture pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination de foyers ruraux principalement au Kenya. EDF accompagne SunCulture dans son développement international, *via* une participation de 16,1 % d'EDF International dans Savant Group, maison-mère de SunCulture.

Kenya - Bboxx

EDF International a pris une participation dans Bboxx Kenya en 2020 (*via* une participation de 38,5 % dans EDF Bboxx Kenya, laquelle détient 60 % de Bboxx Kenya). La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Kenya.

Zambie - SMG

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* a été identifiée dans le cadre du concours « EDF Pulse Africa ». Elle développe et installe des mini-réseaux à travers une solution de conteneurs standardisés et de compteurs intelligents permettant de vendre des blocks d'énergie à la demande.

Côte d'Ivoire - ZECI

Créé en octobre 2016, ZECI assure l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. En juin 2021, Zola Electric est sorti du capital de la société. Fin décembre 2021, un nouvel actionnaire partenaire, Meridiam, est entré au capital de ZECI, à 50/50 avec EDF International.

Ghana - ZEGHA

Zola Electric, la société ghanéenne CH Group et EDF International ont décidé de créer ZEGHA, détenue respectivement à hauteur de 50 %, 20 % et 30 % du capital. La phase pilote associée au démarrage de la société a débuté en décembre 2017 sur le modèle ivoirien.

1.4.6 Les 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.

Le groupe EDF a créé en 2017 « EDF Pulse Croissance » une équipe en charge d'explorer la transition écologique et numérique à travers les leviers de l'investissement et de l'intrapreneuriat, pour proposer aux clients du Groupe des offres et services innovants et compétitifs. En 2021, cette équipe a été intégrée à la nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (voir §1.4.6.1.3).

En 2018, le groupe EDF a lancé le Plan mobilité électrique afin de contribuer à décarboner le secteur des transports, émetteur de 31 % des émissions de CO_2 en Europe [1]. Cette démarche a été renforcée en 2019 avec notamment la création de Dreev, et en 2020 avec l'acquisition de Pod Point. Pour sa propre flotte de véhicules légers, le Groupe déploie le programme EV100 [2] et convertit progressivement ses véhicules thermiques en véhicules électriques avec un objectif de 100 % en 2030.

En 2019, EDF s'est engagé dans les services de proximité avec l'acquisition d'Hello Casa qui est devenu IZI Solutions. Cette nouvelle activité s'inscrit dans l'amélioration du confort et de la performance énergétique de l'habitat.

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 six zones géographiques (Grande-Bretagne, Irlande, USA, Pologne, Russie 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 alternatives et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour réduire leurs consommations d'énergie et améliorer la performance environnementale et économique de leurs installations.

Dalkia (y compris ses filiales) gère plus de 90 000 installations énergétiques en France et à l'international.

Dalkia a réalisé, en 2021, 6,2 TWh d'économies d'énergie et a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4 millions de tonnes [3] de CO_2.

Activités de Dalkia

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. 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 notamment ;
- 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 de ses objectifs de décarbonation.

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 Center*, les centres de pilotage de la performance énergétique qui allient intelligence numérique et humaine.

Principales filiales de Dalkia en France

Dalkia Smart Building

Dalkia Smart Building, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est un spécialiste de la conception et réalisation de solutions pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et la transition numérique en France. En complémentarité forte avec Dalkia, Dalkia Smart Building conçoit et réalise des solutions pour la rénovation des bâtiments.

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 plus de 600 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, ainsi que le pilotage des prestataires et de la maintenance des bâtiments des centrales nucléaires et thermiques.

Dalkia Electrotechnics

Dalkia Electrotechnics est une filiale détenue à 100 % par Dalkia [4]. Elle développe des activités de génie électrique centrées sur deux domaines :

- les courants électriques dits « forts » : réseaux électriques privés ou publics, éclairage, process industriels, transports... ;
- les courants électriques dits « faibles » : capteurs connectés, contrôles d'accès, vidéosurveillance, feux de signalisation...

Dalkia Electrotechnics assure la conception, l'installation, l'exploitation et la maintenance des installations électriques et propose une offre de travaux adaptée à ses clients.

Dalkia Electrotechnics intègre notamment Citelum France depuis janvier 2022.

(1) Ministère de la Transition écologique, chiffres clés du climat, Édition 2022, page 38

(2) 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.

(3) 3,7 millions de tonnes hors CO_2 évité grâce aux cogénérations gaz.

(4) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 25 janvier 2022 « Dalkia lance sa filière de génie électrique ».

Dalkia Biogaz

Dalkia Biogaz, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est une société spécialisée dans les activités de production, traitement et valorisation du biogaz. Dalkia Biogaz dispose de compétences dans le domaine de la méthanisation pour valoriser le biogaz produit, tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

CRAM

CRAM est une filiale détenue à 100 % par Dalkia implantée principalement dans le Nord-Ouest de la France (Normandie, Picardie et Ile-de-France). Elle intervient, propose et réalise des projets dans le domaine de l'exploitation-maintenance, la gestion et la réalisation d'installations thermiques et climatiques. L'entreprise compte 650 collaborateurs et gère prés de 7 000 installations.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Dalkia Polska Solutions et Dalkia Polska Energia (Pologne)

Dalkia Polska Solutions, basée en Pologne, 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 Rus (Russie)

Dalkia Rus est un spécialiste de l'efficacité énergétique pour les industries, pionnier du secteur des services énergétiques en Russie.

Imtech (Royaume-Uni)

Imtech, société co-détenue par Dalkia et EDF Energy, est 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. Imtech fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des clients publics.

Imtech est implantée au Royaume-Uni. Sa filiale Suir Engineering est présente en Scandinavie et en Irlande. Sa filiale Breathe est spécialiste de la performance énergétique au Royaume-Uni.

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.

Aegis Energy Services (États-Unis)

Aegis Energy Services LLC, basée dans le Massachusetts, est spécialiste des petites centrales de cogénération au gaz et des équipements qu'elle conçoit, realise et met en service et dont elle opère la maintenance.

Dalkia Middle East Energy Company Limited (Moyen-Orient)

Société créée en 2021, Dalkia Middle East Energy Company Limited est active dans le domaine des centrales et réseaux de froid, les contrats de performance énergétique et la maintenance multitechnique.

1.4.6.1.2 Citelum

Le groupe EDF a engagé un processus de réorganisation géographique et opérationnelle des activités de Citelum, filiale dédiée à l'éclairage public et aux services associés, dans le cadre du développement de ses activités dans les services énergétiques et notamment dans le génie électrique.

Cette réorganisation répond au double objectif de renforcer la qualité de services rendus à ses clients publics et privés, et développer les synergies entre les activités de services énergétiques portées par les principales filiales de services du Groupe grâce, notamment, à une plus forte intégration des activités réalisées dans le domaine de l'éclairage public par Citelum.

Ainsi, les activités réalisées par Citelum en France et en Belgique ont d'ores et déjà été transférées respectivement à Dalkia Electrotechnics, nouvelle filiale de spécialité de Dalkia (1), et à Luminus. Les activités réalisées au Mexique ont, pour leur part, été cédées à un fonds d'investissement.

Par ailleurs, Citelum bénéficie toujours d'un dynamisme commercial significatif. Ainsi, par exemple, Citelum, en groupement avec Eiffage, a remporté le marché de la Ville de Paris pour l'éclairage public, la signalisation lumineuse et les illuminations. C'est à ce jour le plus important contrat jamais passé en France dans le domaine de l'eclairage public et de la signalisation lumineuse.

2022 sera l'occasion de finaliser ce projet de consolidation des activités de génie electrique au sein du groupe EDF.

1.4.6.1.3 EDF Pulse Holding

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse

EDF a créé en 2021 une nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP) organisée autour de 5 missions :

- Cadrage stratégique : produire un cadrage stratégique annuel déterminant, au périmetre du groupe EDF (2), les axes d'innovation et les projets à enjeux, ainsi que leurs plans d'actions associés. Ce cadrage est établi en étroite collaboration avec la R&D et les métiers du groupe EDF ;
- Performance et développement : définir les indicateurs de performance (KPI) innovation du Groupe et regrouper l'expertise autour d'outils et de méthodes d'innovation, en appui aux métiers du Groupe à travers les Programmes Pulse (cf. §3.3.3.6.7) ;
- Incubation, Ventures et Grands Projets Industriels Innovants : 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 stratégiques pour le Groupe ;
- Opérations : apporter des appuis RH, finances, juridique, contrôle de gestion, éthique & conformité, RSE et informatique à la DIPP et au portefeuille de filiales, participations et projets incubés ;
- Communication & Marketing : apporter un appui communication à la DIPP ainsi qu'à tous les projets innovants pour renforcer l'image innovante du Groupe.

La DIPP intègre l'ancienne entité EDF Pulse Croissance, dont les participations dans des *start-up* et des fonds d'investissement sont désormais portées par EDF Pulse Holding. 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 et 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 intrapreneuriaux peuvent aboutir à la création d'une filiale du groupe EDF. Tel a été le cas par exemple de :

- **Hynamics** qui produit et commercialise de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau à partir d'une électricité d'origine bas carbone pour les marchés de la mobilité lourde et de l'industrie ;
- **Metroscope**, qui a développé un logiciel de jumeau numérique permettant d'optimiser la performance des installations industrielles ;
- **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, un accompagnement dans l'aménagement du territoire et l'optimisation énergétique des projets pour viser la neutralité carbone, à travers une offre de conseil stratégique, d'études technico-économiques et de visualisation.

(1) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 25 janvier 2022 « Dalkia monte sa filiale de génie électrique ».
(2) Hors Enedis et RTE.

EDF Pulse Ventures

Le programme EDF Pulse Ventures a pour mission d'identifier de nouvelles activités et solutions innovantes en dehors du groupe EDF, pour développer le portefeuille d'investissement porté par EDF Pulse Holding dans des *start-up* et dans des fonds de capital-risque.

Le programme peut également aboutir à la création de co-entreprises avec des *start-up* capables d'explorer de nouveaux modèles d'activités et d'aller à la conquête de nouveaux marchés en France et à l'international. Pour l'essentiel, l'ambition est de construire un partenariat industriel et commercial entre ces *start-up* et les métiers du groupe EDF, renforcé par l'actionnariat d'EDF Pulse Holding.

Depuis 2017, environ 270 millions d'euros ont été investis au titre des programmes EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures dans 25 *start-up* internes ou externes et dans 20 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 2021

Enerbrain

Enerbrain est une *start-up* italienne spécialisée dans les solutions de *smart building*. Elle a développé une solution d'optimisation de l'efficacité énergétique des bâtiments tertiaires, utilisant des capteurs connectés IoT et une couche logicielle de pilotage des usages électriques du bâtiment intégrant de l'intelligence artificielle. À l'occasion d'une levée de fonds de la société à hauteur de 5,2 millions d'euros, EDF Pulse Holding a pris une participation aux côtés d'autres acteurs financiers et institutionnels.

Persefoni

Persefoni est une *start-up* américaine qui permet aux entreprises et aux investisseurs institutionnels de mesurer, analyser, planifier, anticiper et rendre publique leur empreinte carbone. La plateforme Persefoni s'appuie sur l'intelligence artificielle pour permettre aux organisations de gérer leurs transactions et l'inventaire de leurs émissions carbone avec la même rigueur que leurs transactions financières. Conçu à la fois pour les entreprises et les investisseurs institutionnels, Persefoni est un système complet de gestion de l'empreinte carbone. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette *start-up* à l'occasion d'un tour de table de série B de 101 millions de dollars.

Algar

Algar est une *start-up* française spécialisée dans la simplification et la gestion des procédures d'obtention d'autorisations d'urbanisme auprès des particuliers et des professionnels. Elle offre un service complet de facilitation des procédures légales qui permet aux propriétaires d'obtenir des autorisations d'urbanisme 100 % en ligne. Algar fait ainsi partie des *start-up* de la proptech qui transforment le secteur immobilier grâce aux technologies numériques. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette *start-up* à l'occasion d'un tour de table de série A de 3,2 millions d'euros.

ITK

ITK est une société française fondée en 2003, spécialiste de l'agri-intelligence. ITK conçoit et développe des solutions de modélisation agronomique et d'intelligence artificielle pour une agriculture plus performante et moins émettrice de gaz à effet de serre. La technologie d'ITK simplifie le pilotage de la rentabilité des productions agricoles, de leur impact sur l'environnement, ainsi que de la santé et du bien-être animal. La société ITK est implantée sur 3 sites : Montpellier (Occitanie), Rennes (Bretagne), San Francisco (Californie, USA). EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette société à l'occasion d'un tour de table de 10 millions d'euros.

Fonds d'Infrastructure « Clean H2 »

EDF Pulse Holding a pris une participation dans un fonds dédié au développement des infrastructures d'hydrogène décarboné. Ce fonds est géré par Hy24, joint-venture détenue à parts égales par Ardian, l'un des *leaders* mondiaux de l'investissement privé, et Five T Hydrogen, plateforme de gestion spécialisée dans les projets d'hydrogène décarboné. Ce fonds investira dans l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène renouvelable et bas carbone, dans les régions les plus prometteuses d'Amérique, d'Asie et d'Europe. Il investira, en qualité de partenaire et aux côtés d'autres grands développeurs et/ou acteurs industriels, dans de grands projets d'hydrogène décarboné, aussi bien dans les secteurs amont que dans les secteurs aval.

1.4.6.1.4 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 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. Les filiales Netseenergy et Edelia, qui s'inscrivent depuis 15 ans autour de cet axe stratégique, ont fusionné au 1er janvier 2021 donnant naissance à Datanumia. 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.

Spécialisée dans l'intelligence énergétique du bâtiment et des process industriels, Datanumia accompagne d'une part, les entreprises et les collectivités dans la transition énergétique sur toute la chaîne de valeur du *management* énergétique. À travers ses solutions sur-mesure adaptées aux besoins de ses clients (pilotage de la performance énergétique, audits énergétiques innovants…), Datanumia traite près de 10 millions de données quotidiennement sur un périmètre de près de 45 000 sites. Spécialiste de l'IoT (*Internet of Things*) avec 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Datanumia assure le *management* énergétique de plus de 120 millions de mètres carrés de bâtiments.

D'autre part, Datanumia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers. Datanumia propose ainsi une plate-forme numérique qui permet aux clients d'EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes pour suivre et comprendre finement leur consommation énergétique (électricité et gaz). Cette plateforme compte aujourd'hui près de 6 millions de clients particuliers actifs.

Sowee

Filiale à 100 % du groupe EDF créée en 2016, Sowee 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 également, 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 grâce à l'intégration d'Amazon Alexa et à l'affichage d'informations pratiques telles que la qualité de l'air intérieur (CO_2 et humidité) et extérieur, les prévisions météo, les éphémérides… Enfin, Sowee a lancé une option « effacement piloté » en 2021 à destination de ses clients détenteurs de la Station connectée.

IZIVIA

IZIVIA, filiale à 100 % du groupe EDF, est un acteur de référence sur le marché de la mobilité électrique en France. IZIVIA propose des solutions de recharge pour véhicules électriques à destination des collectivités, des syndicats d'énergie et des entreprises. Elle accompagne l'ensemble de ses clients à toutes les étapes de leurs projets de mobilité électrique (exploitation technique et commerciale des services de recharge, maintenance des bornes et gestion des services aux utilisateurs).

IZIVIA est *leader* de la recharge publique avec plus de 25 % de part de marché. Elle est un des acteurs de référence avec près de 20 % de part de marché dans les bornes éligibles à la prime Advenir (1). L'entreprise exploite 14 500 points de recharge.

Cham

Filiale à 100 % du groupe EDF, Cham 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…

(1) Créé en 2016, le programme Advenir finance au travers de primes le déploiement d'infrastructure de recharges.

Avec plus de 1 000 collaborateurs présents partout en France, Cham réalise plus de 800 000 interventions par an et répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

Cham s'appuie sur ses 70 agences de proximité et ses canaux digitaux pour servir et développer sa clientèle. Elle développe de plus en plus son portefeuille de pompes à chaleur afin d'accompagner ses clients dans la transition énergétique. Elle expérimente le télédiagnostic et le dépannage à distance.

Soutenue par une forte ambition de croissance, Cham se positionne pour devenir un acteur incontournable de la rénovation énergétique. Elle s'appuie sur 3 atouts majeurs : le professionnalisme de ses équipes, l'expertise de son réseau et la relation de proximité avec ses clients.

IZI by EDF

Lancée en février 2019, IZI by EDF est la marque d'EDF pour proposer des services, au-delà de l'énergie, aux Français (particuliers et petits professionnels), clients ou non d'EDF, afin de les accompagner dans leur confort et leur transition énergétique.

En 2020, IZI by EDF a déployé une offre complète pour la maison durable et la mobilité électrique :

- une offre clé en main de rénovation énergétique autour des solutions de chauffage (pompes à chaleur, chaudières), de l'isolation, de pose de fenêtres et de ventilation (avec le calcul et la déduction de toutes les aides réglementaires du devis client), ainsi qu'une solution de financement et un engagement de qualité ;
- une solution complète pour passer à la mobilité électrique incluant la fourniture et l'installation de bornes de recharge à domicile, la fourniture d'électricité verte avec « Vert Électrique Auto », le pass mobilité (opéré par IZIVIA) pour se recharger partout en Europe, et le véhicule électrique en leasing.

En 2021, IZI by EDF a continué à développer sa gamme d'offres en proposant l'isolation des murs par l'extérieur, les pompes à chaleur air-air, la mise aux normes d'installations électriques, la rénovation intérieure complète de logements. Grâce à cette gamme d'offres étendue, IZI by EDF a connu un doublement de son chiffre d'affaires par rapport à 2020 et une multiplication par trois de ses ventes de pompes à chaleur air-eau et de bornes de recharge pour véhicule électrique à domicile.

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.

Avec IZI by EDF, sont également proposées les offres des filiales de spécialité du groupe EDF (CHAM et IZIVIA) ainsi que celles de certains partenaires stratégiques [1].

Local Energy Management (gestion locale de l'énergie)

À l'été 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, Dreev, e2m, PowerShift, Store & Forecast) dont les 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* (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 filiale détenue à 100 % par EDF, **Agregio**, est un agrégateur qui s'adresse à trois types de clients : les producteurs d'électricité renouvelable (éolien, solaire…), les clients consommateurs d'électricité (industriels, entreprises…) et les gestionnaires d'actifs de stockage. Pour les producteurs d'électricité, Agregio propose des offres sur-mesure pour optimiser et vendre/livrer leur production, garanties de capacités et garanties d'origine, sur les marchés de l'électricité ou à des consommateurs, en leur sécurisant des revenus dans la durée. Agregio s'adresse également aux consommateurs industriels et tertiaires qui sont prêts à effacer ou moduler leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique. Agregio optimise également des systèmes de stockage.

Energy2market (e2m) est un agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales qui gère et exploite 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 GW.

À fin 2021, le groupe EDF se positionne parmi les *leaders* européens sur ces nouveaux marchés avec 9 GW d'actifs décentralisés en portefeuille.

1.4.6.2 Activités gazières

Le groupe EDF utilise en Europe environ 270 TWh de gaz. Sa stratégie gazière vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 5,99 millions de clients [2], 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 mais aussi en Europe, principalement au travers d'Edison, d'EDF Energy et de Luminus. Depuis août 2017 Edison est la plateforme gazière du Groupe par un contrat de services pour la gestion des actifs et le développement de ses activités amont. Voir la section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison ».

Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading, pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros continentaux et au Royaume-Uni, et sur Dalkia (notamment pour les centrales de cogénération).

L'optimisation des flexibilités du portefeuille d'actifs GNL d'EDF est gérée par JERA Global Markets, une joint-venture entre EDF Trading Limited (33,33 %) et JERA Trading International Pte (66,67 %).

Enfin, le Groupe est présent en dehors de l'Europe, en particulier aux États-Unis où EDF Energy Services est un fournisseur important de gaz naturel auprès de grands clients industriels et des distributeurs.

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2021, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- France (EDF, Dalkia et Électricité de Strasbourg) : environ 2,1 millions de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour un volume vendu d'environ 39 TWh ;
- Italie (Edison) : environ 0,9 million de clients, pour un volume vendu d'environ 84 TWh de gaz ;
- Royaume-Uni (EDF Energy) [3] : environ 2,3 millions de clients, pour un volume vendu d'environ 36 TWh ;
- Belgique (Luminus) : environ 0,8 million de clients, pour un volume vendu d'environ 13 TWh.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

1.4.6.2.2.1 Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz et GNL du Groupe est réalisé, à la fois sur les marchés gaziers à court et moyen terme et au travers d'un portefeuille diversifié de contrats court et long terme en provenance du Qatar, de Russie, 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 gaziers.

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 de gaz à moyen et à long terme. Dans le GNL, EDF a souscrit des contrats moyen terme et long terme avec l'objectif notamment de valoriser la capacité de regazéification du terminal méthanier de Dunkerque.

De plus, en 2021, Edison a commencé à importer un milliard de mètres cubes de gaz par an provenant de l'Azerbaïdjan *via* un contrat à long terme. Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

(1) Arval, AXA, Homiris.
(2) Les clients sont décomptés fin 2021 en nombre de sites de livraison.
(3) Hors Irlande du Nord.

1.4.6.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

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. Voir la section 1.4.5.2.3.2 « activités dans le secteur du gaz ».

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

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. Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

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. Il vise à développer une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur le territoire italien ainsi que la construction d'un premier dépôt côtier et d'un petit méthanier dédié (*small scale*). L'objectif est de contribuer à la réduction des émissions de CO_2 pour les transports maritimes et routiers. Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

Le premier dépôt, dont la construction est terminée, dispose d'une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison aura un droit d'utilisation de 85 %). L'activité de commercialisation de GNL a démarré au mois de novembre pour les clients du marché de gros.

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 190 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 » 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.

1.4.6.2.2.3 Exploration et production

En décembre 2020 Edison a annoncé la cession des activités d'exploration et de production d'hydrocarbures, hors Algérie et Norvège, à Energean. En mars 2021, Edison est sorti de ce secteur en Norvège, ayant finalisé l'accord pour la cession de 100 % d'Edison Norge AS signé avec Sval Energi le 30 décembre 2020.

1.4.6.3 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. EDFT propose également des produits financiers pétroliers et environnementaux. Concernant le GNL, le charbon et les activités de fret associées, EDFT intervient par l'intermédiaire de JERA Global Markets en partenariat avec le japonais JERA. Au travers de sa filiale nord-américaine, EDFT est également l'un des principaux prestataires de services auprès des producteurs d'électricité et des fournisseurs d'énergie. Il est l'un des trois premiers fournisseurs d'électricité en termes de volumes, auprès des grands clients industriels et commerciaux.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 840 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 DOAAT (voir la section 1.4.3 « Activités d'optimisation pour EDF 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 près 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 rayonnement géographique important 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 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 590 Gm^3 (milliards de mètres cubes) par an. La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment la production, 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. En 2021, EDF Trading a étendu ses activités auprès d'un nombre accru de contreparties, de fournisseurs en Europe et de plusieurs grands acteurs intervenant sur les marchés européens afin de couvrir leur portefeuille.

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 gère plus de 30 GW pour 105 centrales électriques et est l'un des principaux fournisseurs de services de production aux centrales aux États-Unis. 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 opérations de vente au détail en Amérique du Nord

Classée dans le top 3 des fournisseurs d'électricité en termes de volumes auprès des clients commerciaux et industriels en Amérique du Nord, l'équipe d'approvisionnement et de services au détail offre du gaz naturel, de l'électricité et des produits environnementaux à un portefeuille de clients industriels et commerciaux. Elle gère un portefeuille de 2,6 GW d'effacement clients. En 2021, EDF Trading a étendu sa couverture du marché et a développé son activité pour répondre à l'intérêt de ses clients industriels et commerciaux pour un approvisionnement en énergie renouvelable.

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 multicommodités 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. Par ailleurs, la société est un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques de produits dérivés climatiques en Europe. En 2021, EDF Trading a étendu son activité en soutien aux initiatives du Groupe pour développer les énergies vertes. Il propose des certificats de grande qualité environnementale aux contreparties souhaitant compenser leur empreinte carbone. EDFT a également continué à développer son activité de PPA (1) pour soutenir le développement des énergies renouvelables. Il a monté un *desk* de *trading* dédié aux biocarburants pour accompagner la transition vers des sources d'énergies moins émettrices de CO_2.

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. En 2021, EDFT a continué à développer ses activités à l'international, en particulier sur le marché du GPL et sur le marché japonais de l'électricité.

(1) Power Purchase Agreement.

1.4.6.4 Autres participations

EDF Trading Logistics

Avec un volume de l'ordre 1 million de tonnes de fioul livrées et de l'ordre de 1 million de tonnes de charbon traités en 2021, EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul et biofiquides. Il organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul, biofiquides et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du Groupe en France 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.

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 31 octobre 2019. Il intervient également dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.5 Recherche et développement, brevets et licences

Les activités de Recherche & Développement (R&D) menées par le groupe EDF sont portées d'une part par la Direction Recherche et Développement d'EDF – EDF R&D et d'autre part par certaines filiales du Groupe. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la raison d'être et la stratégie CAP 2030 du Groupe. Un dispositif de coordination (« Charte R&D ») de ces dernières 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 les métiers du Groupe. Elle emploie 2 263 (1) collaborateurs dans le monde.

Les compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables et stockage, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, *management* d'énergie, commerce et services, systèmes d'information, environnement. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes.

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 principal d'EDF R&D, est implanté depuis 2016, à Palaiseau, sur le campus de Paris-Saclay. À fin 2021, la R&D d'EDF compte 1 782 collaborateurs en France, de 30 nationalités différentes.

La R&D du groupe EDF a pour missions principales d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe, en leur apportant son expertise de haut niveau et ses pratiques performantes, et de contribuer à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

La R&D se mobilise pour viser l'ambition exprimée dans la raison d'être d'EDF. Ses axes de recherche, issus de son nouveau Plan Scientifique, s'articulent autour de quatre grandes thématiques :

- décarboner les usages de nos clients grâce à l'électricité ;
- renforcer les performances des moyens de production ;
- inventer les systèmes électriques de demain ;
- accélérer la transformation digitale.

En 2021, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 661 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 487 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, EDF Energy et Edison. C'est 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. Ils portent notamment sur la recherche 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, 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.

1.5.1 Les programmes de la R&D

La R&D du groupe EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle recherche, pour le compte des métiers, 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.

Ses axes de recherche s'articulent autour de quatre grandes thématiques, en cohérence avec la raison d'être du Groupe et la stratégie CAP 2030 :

- **décarboner les usages de nos clients grâce à l'électricité** : champion de l'électricité bas carbone, EDF souhaite faire de cette énergie finale le fer de lance de la décarbonation. Pour autant, toutes les activités ne pourront pas être décarbonées par l'électricité. Ceci conduit à investiguer la décarbonation d'autres vecteurs énergétiques ;
- **renforcer les performances des moyens de production** : dans la plupart des pays du monde, la décarbonation de la production d'électricité reste une priorité. En revanche, en France, pays qui bénéficie déjà d'un mix électrique décarboné, l'enjeu sera de produire l'électricité de façon toujours plus performante en combinant renouvellement du parc nucléaire et développement des énergies renouvelables pilotables (hydraulique) et variables (éolien et photovoltaïque) dans une logique de synergie ;
- **inventer les systèmes électriques de demain** : dans le monde, plus de la moitié des moyens de production d'électricité mis en service chaque année est aujourd'hui bas carbone avec une place prépondérante prise par les énergies renouvelables variables (solaire et éolien). Le volume de production variable et à coût marginal quasi nul va donc augmenter significativement dans les décennies qui viennent ce qui amène à relever de nombreux défis pour assurer le bon fonctionnement du système électrique ;
- **accélérer la transformation digitale** : l'univers dans lequel nous évoluons est de plus en plus numérique. La crise sanitaire de 2020 a encore renforcé cette tendance en mettant en évidence de nouveaux modes de travail et l'importance de la résilience face au risque Cyber. La modélisation et la simulation numérique restent des outils indispensables à la R&D d'EDF.

Les travaux de recherche sur les réseaux qui interviennent pour Enedis sont réalisés dans le cadre d'un contrat de prestations de services, qui fixe des 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 de EDF.

1.5.1.1 Décarboner les usages de nos clients grâce à l'électricité

Dans le contexte de la publication par la Commission européenne de sa feuille de route *Fit for 55* et du Plan France 2030, la R&D d'EDF travaille sur la thématique de la décarbonation profonde du secteur industriel. Les travaux concernent la connaissance des principaux secteurs émetteurs (sidérurgie, cimenterie, chimie, agroalimentaire, papier, etc.) et la promotion des leviers pour les décarboner. Ces leviers vont des plus matures (résistance, induction, four à arc, compression mécanique de vapeur) au plus innovants. Un important volet est consacré au développement des pompes à chaleur à très haute température (plus de 100 °C).

L'année 2021 aura été également marquée par la mise en application de la nouvelle réglementation RE2020. Pour favoriser l'adoption de cette nouvelle réglementation par les maîtres d'ouvrage et étendre son influence sur l'existant, la R&D d'EDF mène des travaux de co-développement des solutions PAC avec les fabricants afin d'élargir l'offre et couvrir l'ensemble des besoins, et réalise des suivis terrain d'opérations de référence permettant d'établir scientifiquement et partager largement les performances obtenues *in situ* par ces équipements.

Les ménages mobilisent de plus en plus leur épargne pour construire ou rénover un habitat moins carboné. EDF R&D est pleinement mobilisée pour accompagner les métiers du groupe en élaborant les outils d'avant-vente (dimensionnement), d'aide

(1) Comptabilisés en ETP temps plein.

à l'installation (algorithmes d'autoparamétrage) et d'aide à l'exploitation (arbre de cause, e-maintenance).

En matière de mobilité, la transition des gammes de véhicules proposées par les constructeurs s'accélère vers le bas carbone. Fiabilité, durabilité, interopérabilité, simplicité sont les maîtres mots qui accompagnent les actions de la R&D d'EDF en soutien des métiers du Groupe. Les équipes de chercheurs développent des solutions de *smart charging* qui permettront demain à la mobilité de ne pas peser sur la pointe de consommation électrique et de proposer des flexibilités permettant au système de fonctionner de façon optimale et durable y compris avec un fort taux de production d'EnR variables.

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 et accroître leurs performances de production et environnementales.

1.5.1.2.1 Conforter et pérenniser la production nucléaire peu émettrice de CO_2 du Groupe

1.5.1.2.1.1 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, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement.

Plus globalement, le groupe EDF (EDF et Framatome) est associé au CEA dans l'Institut Tripartite pour mener des actions de R&D dans un cadre partenarial et en développant la démarche « Initiatives pour l'Usine Nucléaire du Futur » structurée en briques technologiques qui servent 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, ainsi que 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.

Fort de la réussite de l'expérience ConnexLab visant à tester de nouveaux concepts d'exploitation et de maintenance, la R&D d'EDF poursuit et amplifie le développement du projet « Réacteur Numérique ». Ce projet a commencé à produire des résultats de R&D notables pour la Filière Nucléaire, regroupant 9 partenaires dès (EDF, CEA, FRAMATOME, PME, ETI et académiques). Il permettra également d'offrir aux ingénieries et aux bureaux d'études de la filière un environnement de calculs basés sur les meilleures techniques disponibles tant au niveau des puissances de calculs disponibles que des codes scientifiques à l'état de l'art.

La R&D a poursuivi le développement de démarches numériques toujours en privilégiant une collaboration partenariale forte avec les autres acteurs de la filière nucléaire. Elle a ainsi lancé deux nouveaux projets reconnus et valorisés par France Relance pour réaliser des prototypages rapides de salles de commande de centrales nucléaires, SMR en particulier (Projet ICAREX), et pour pouvoir bénéficier d'une plateforme filière de calculs de mécaniques (Projet MECANUM).

Toutes ces innovations dans le domaine numérique, mais aussi dans d'autres domaines techniques complexes permettent à la R&D d'apporter sa contribution :

- au parc existant en participant à l'amélioration de la performance des arrêts de tranche, à l'optimisation des évolutions et à l'augmentation de la durée de vie des tranches nucléaires ; et
- au nouveau nucléaire, en participant à des projets innovants (par exemple les *Small Modular Reactor* et le projet Nuward en particulier).

1.5.1.2.1.2 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.

Framatome s'appuie également sur les compétences du CEA dans le cadre de l'Institut Tripartite : codes de simulation, combustibles nucléaires à résistance accrue, et « briques technologiques » de « l'usine nucléaire du futur ».

Des collaborations à l'international sont également actives (Département de l'Énergie des États-Unis, programmes Européens Horizon Europe, Plan de Relance en France, etc.).

Au cours de l'année écoulée, la R&D réalisée au sein de la BU (*Business Unit*) Direction Technique et de l'Ingénierie, a notamment porté sur :

- la construction d'une « École de *Design* », permettant à des ingénieurs de se familiariser avec les outils et le cycle de conception des chaudières nucléaires ;
- la poursuite du développement de la chaîne de simulation neutronique avancée (« ODYSSÉE »), menée en partenariat avec EDF, et qui a d'ores et déjà donné des résultats améliorés sur le parc français ;
- des activités d'étude du multirecyclage en PWR, avec EDF, ORANO et le CEA ;
- la réception du coude de circuit primaire PWR DEMOCRITE échelle 1, fabriqué en Compaction Isostatique à Chaud, et le démarrage de sa caractérisation.

Les développements concernant les activités de services de la BU Base Installée ont permis des avancées significatives : amélioration continue et automatisation des équipements d'intervention sur les centrales PWR et BWR, extension de l'offre de services et produits digitaux innovants au profit de la performance de nos clients.

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 qui jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen et mondial constitue un axe fort de recherche

S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène, la R&D d'EDF a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique, industriel et les *start-ups*. Les énergies renouvelables, les technologies de l'hydrogène bas carbone et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie, batteries électrochimiques volants d'inerties, stockage thermique, stockage thermochimique, batteries à flux, supercapacités, électrolyseurs, piles à combustibles (hydrogène), stockage thermique de chaleur et de froid.

Dans le domaine de l'éolien en mer, la R&D développe des outils de modélisations spécifiques pour le dimensionnement hydrodynamiques et mécaniques 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 rendent légitime le choix d'EDF pour un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D ont pour but 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, valoriser nos actions de progrès, limiter et valoriser nos sous-produits ;
- 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.

Depuis de nombreuses années, EDF s'est dotée d'équipes de recherche dédiées aux questions de la biodiversité. Un programme de recherche ambitieux vise à développer des outils performants pour évaluer et maîtriser les impacts des moyens de production d'EDF sur la biodiversité et améliorer de façon continue la biodiversité au voisinage des centrales de production.

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 et ceci 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 et est un levier essentiel des transitions électrique et climatique décrites précédemment. Le programme de recherche en Technologies de l'Information s'attache 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'Internet des objets (IOT), la téléphonie 5G, la cyber sécurité des systèmes industriels, les *blockchains*, les calculateurs quantiques, la réalité virtuelle... ;
- maintenir et développer un écosystème transverse de calcul scientifique au service des études conduites par EDF R&D et les ingénieries.

On pourra citer comme faits marquants 2021 relatifs aux technologies de rupture :

- la confirmation de la pertinence du laboratoire commun SINCLAIR, avec d'autres grands industriels, pour mutualiser et accélérer nos travaux sur l'applicabilité de l'IA aux systèmes critiques ;
- la *task force* Groupe 5G dont le pilotage a été confié à EDF R&D, qui a permis d'identifier des cas d'usages clés pour les métiers du Groupe. Des expérimentations ont démarré cette année et EDF R&D a lancé son 5G Living Lab ;
- le projet, lancé il y a 3 ans, concernant l'informatique quantique qui livre ses premiers résultats.

1.5.1.5 Les partenariats 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 tant en France qu'à l'international avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux du groupe EDF et de compléter ses champs de compétences internes.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international.

France

En France, la R&D a mis en place des accords-cadres avec les grands organismes publics de recherche. Le principal partenaire académique en France est le CNRS avec lequel EDF a renouvelé en 2019 pour cinq ans l'accord-cadre de collaboration. 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 et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par différents guichets nationaux ou européens. En 2021, l'accord-cadre de partenariat avec le BRGM a été renouvelé et trois nouveaux accords-cadres ont été mis en place avec CentraleSupélec, l'IFP-EN et l'Université Gustave Eiffel à Marne-la-Vallée. Le mécénat avec la Fondation mathématique Jacques Hadamard du Campus de Paris Saclay a également été renouvelé autour du programme Gaspard Monge pour l'optimisation. Enfin une nouvelle équipe commune a été créée avec le centre Inria Saclay – Île-de-France et l'École Polytechnique : l'équipe IDEFIX pour « Solution d'Équations Différentielles pour l'Imagerie et la physique ».

La R&D soutient également quelques chaires d'enseignement et de recherche ciblées.

La R&D est aussi présente au sein de plusieurs Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'Investissements d'avenir tels que 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 ou encore Vedecom sur la mobilité électrique, ainsi qu'au sein de l'IRT SystemX implanté au cœur du cluster Paris-Saclay.

Le groupe EDF est à l'initiative de ConnexiTy, programme de R&D dont l'objectif est de rapprocher grâce au numérique les acteurs de la filière nucléaire afin de simplifier l'exploitation, la préparation des chantiers et la conception des centrales.

EDF est aussi membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia et SNETP pour le nucléaire ou EASE pour le stockage.

Par ailleurs, plusieurs partenariats s'insèrent dans l'écosystème du Campus de Paris-Saclay comme par exemple le Groupement d'Intérêt Scientifique SEISM sur le séisme qui associe CentraleSupélec, l'ENS Paris-Saclay, le CNRS, le BRGM et EDF ou encore l'Unité Mixte de Recherche IMSIA (Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles) associant l'ENSTA, le CNRS, le CEA et EDF.

La R&D d'EDF a également mis en place un centre international de recherche sur le vieillissement des matériaux, le MAI pour Material Ageing Institute, regroupant, aux côtés d'EDF, la plupart des grands exploitants nucléaires mondiaux.

Allemagne

Sur le plan de sa présence à l'international, depuis le début des années 2000, EDF dispose d'un centre de recherche en Allemagne – EIFER – en collaboration avec le Karlsruhe Institute of Technology (KIT). EIFER est le centre de référence pour le domaine hydrogène et appuie à ce titre la filiale du groupe Hynamics dédiée au développement commercial de solutions hydrogène sur les marchés industriels et mobilité lourde. Les équipes d'EIFER sont également pleinement mobilisées sur les thématiques liées aux systèmes énergétiques locaux décentralisés, aux villes et territoires durables, à la géothermie et aux biofuels.

Royaume-Uni

EDF R&D UK Center consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique, 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 des *business units* d'EDF que ce soit dans le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs AGR et déconstruction avec l'annonce par EDF UK de la fermeture programmée de plusieurs réacteurs), et dans les nouveaux projets avec la mise en place d'une antenne à Bristol pour soutenir le projet HPC notamment sur les problématiques environnementales du site. Le centre est également pleinement

mobilisé, dans le *digital clients* ou les projets éoliens *offshore* dont il est le centre de référence pour tous les projets du Groupe en France et à l'international.

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 pour Edison. Les équipes et les laboratoires sont essentiellement localisés dans des espaces d'innovation des deux « Politecnici » italiens (Milan and Turin), ce qui favorise les coopérations et ancre profondément 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 portant sur les réseaux intelligents, ou les installations nucléaires (voir section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »). En 2021 le centre a activement contribué à la mise en place de la plateforme de commercialisation d'électricité établie par la filiale EDF China avec un partenaire local dans le cadre de l'ouverture des marchés décidée par le gouvernement chinois. Le centre est également actif 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 sur l'industrialisation des solutions de *micro grids* à coût compétitif et à énergie renouvelable élaborées et testées avec son démonstrateur sur l'île de Semakau au large de Singapour.

Il est également impliqué sur les études de faisabilité d'interconnexions électriques dans la sous-région d'Asie du Sud-Est, sur des projets de mobilité électrique à Singapour et le grand projet Descartes piloté par le CNRS avec des partenaires singapouriens dans le domaine de l'intelligence artificielle.

Etats-Unis

Le Groupe dispose depuis plusieurs années d'un centre de R&D et Innovation, installé dans la Silicon Valley, qui 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 mais également l'analyse des tendances technologiques et digitales *via* une équipe dédiée, le *market design* et l'évaluation de nouveaux modèles d'affaire pour le Groupe aux USA.

1.5.2 Politique de propriété intellectuelle

La propriété industrielle 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.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels enregistrés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2021, le portefeuille du groupe EDF (principalement EDF et Enedis) comprend 756 innovations brevetées et protégées par 2 158 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection aux innovations et au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2021, EDF a déposé 49 demandes de brevets [1] (66 en 2020).

(1) Il est précisé qu'Enedis a déposé trois demandes de brevet.

18 Mds€

EBITDA 2021
DU GROUPE

1

ESS NIVEAU 2 [1]

2,1

LTIR GLOBAL [2]

79 %

SALARIÉS FORMÉS [3]

(1) En 2021 : ESS – Événement significatif pour la sûreté nucléaire sur l'échelle INES.
(2) [illegible]
(3) [illegible] suivi actuel du développement des compétences en 2021 malgré la crise sanitaire.



2 FACTEURS DE RISQUES ET CADRES DE MAÎTRISE

2.1 GESTION DES RISQUES ET MAÎTRISE DES ACTIVITÉS **94**

2.1.1 Environnement de contrôle 94
2.1.2 Principes de mise en œuvre 95
2.1.3 Les principaux programmes de maîtrise des activités 97

2.2 RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ **102**

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques 104
2.2.2 Risques financiers et de marché 108
2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques 111
2.2.4 Risques liés à la performance opérationnelle 115
2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires 122

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 2021. 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

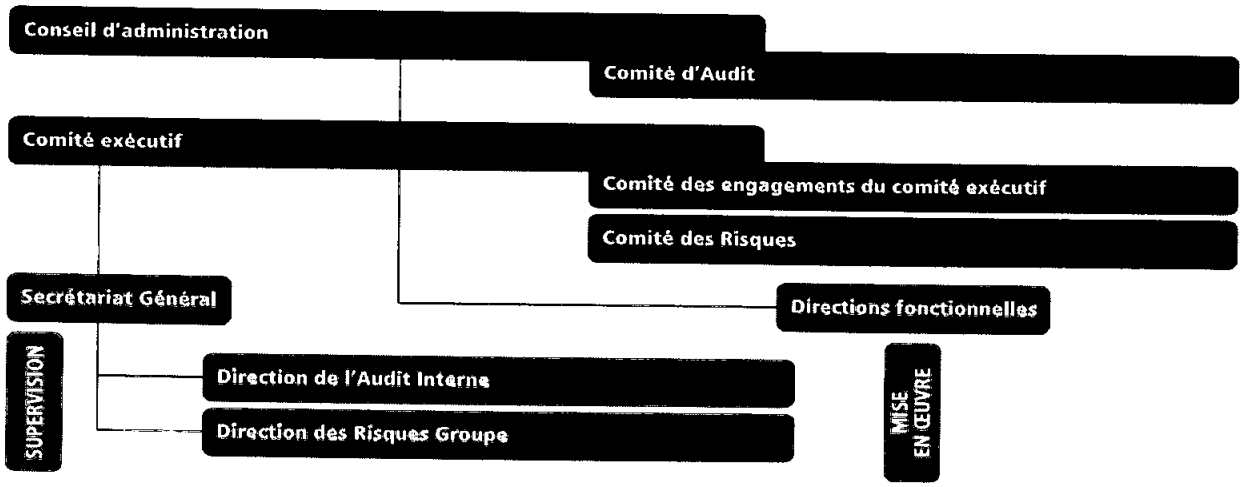
Le groupe EDF organise la maîtrise des activités et des risques autour de 40 politiques Groupe, validées et signées par le Comex. Ce corpus définit l'ensemble des exigences pérennes et transverses à mettre en œuvre dans les entités et filiales contrôlées du Groupe. Des mises à jour régulières permettent 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 et de plans d'actions 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, et
  - 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. L'ensemble des comités du Conseil d'administration concourent à s'assurer de l'efficacité des dispositifs de gestion des risques et de contrôle interne.

Le Comité d'audit

Le Comité d'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.

Le Comité des Engagements du Comité exécutif

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, le Comité des engagements du Comité exécutif (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

Le Comité exécutif se réunit au moins deux fois par an en configuration Comité des risques au cours duquel 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 ».

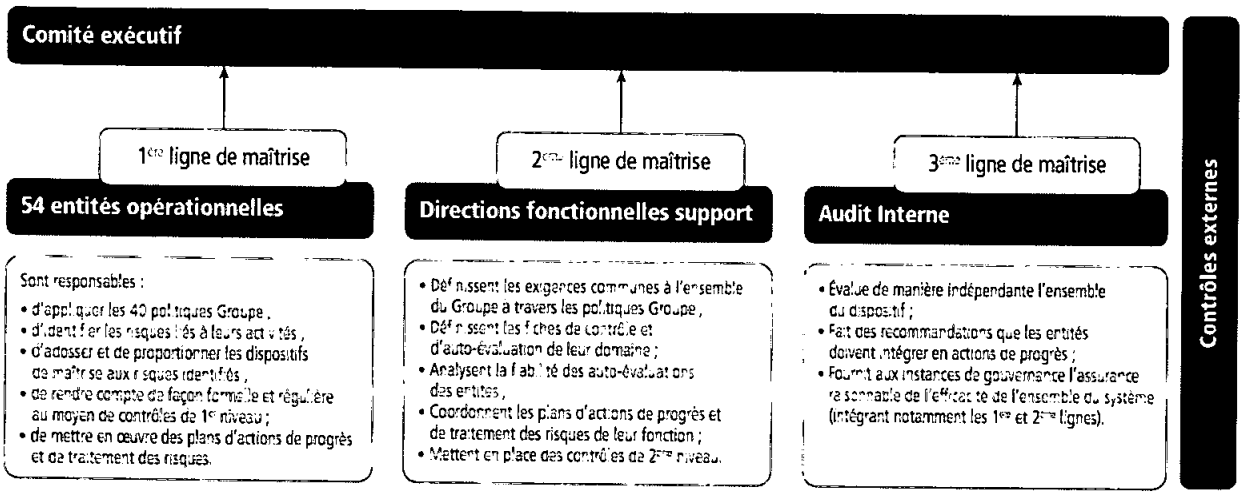
Périmètre

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 « assurance raisonnable » quant à l'identification et la couverture des principaux risques.



1re ligne de maîtrise : conduite des opérations

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (53 entités en 2021 couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel sur la maîtrise de ses activités et de ses risques, réalisé à partir d'une autoévaluation incluant la description de ses actions de progrès. Chaque rapport donne lieu à un engagement signé du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées.

Les autoévaluations des entités rendent compte de la maîtrise de l'ensemble de leurs activités « métiers » et de l'ensemble des exigences des autres domaines transverses recensées 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 section 2.1.3.5 « Fiabilité de l'information financière, contrôle interne comptable et financier »).

Au sein du Groupe, 83 % des entités redevables d'un rapport d'autoévaluation « risques & maîtrise des activités » déclarent être dotées d'un plan de contrôle interne qui définit un ensemble de contrôles mis en œuvre annuellement.

Cartographie des risques des entités

Les entités produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune à l'ensemble du 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,
- la description de plans d'actions de traitement des risques et l'évaluation de leur efficacité.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités ont pour but de réinterroger la pertinence des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

Méthodes et Outils : En appui des démarches risques et contrôle interne, plusieurs documents méthodologiques et outils sont mis à disposition des entités :

- un guide méthodologique d'analyse de risque et un progiciel à l'appui de la cartographie des risques des entités ;
- un guide de contrôle interne, une trame détaillée d'autoévaluation et une plateforme numérique de partage et de synthèse des autoévaluations.

2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités

La deuxième ligne est composée de l'ensemble des fonctions d'appui du Groupe. En particulier, ces fonctions d'appui sont 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 Ethique & Conformité** et instructions associées
- **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 Groupe en France
  - › Mobilité internationale et Mobilité France
- **Politique Fournisseurs**
- **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
  - › REMIT
  - › 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 relevant du contexte politique et régulatoire 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 du cycle 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 au § 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 élaborés par les entités du Groupe (1e ligne de maîtrise), complétés par des examens croisés avec la 2e ligne de maîtrise et avec la Direction de l'Audit interne, la Direction des Risques du groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs incluant le bilan d'ensemble du contrôle interne et permettant 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. Ces documents font l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité d'audit.

3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe exerçant une activité d'audit interne. 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 d'Enedis, 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 (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'Audit des filiales par la DAI – hors Enedis –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes etc.). À fin 2021, 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 qui a été diffusée en juillet 2019. 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 l'ensemble de la filière. Ce code a pour but de promouvoir une culture éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.

La DAI bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général ; elle rend compte des missions au Comité d'audit qui donne un avis sur l'univers d'audit interne fondé sur les risques, qui prend connaissance de la réalisation des audits et qui vérifie l'adéquation entre la charge et les ressources dédiées à l'audit interne. L'ensemble des processus de la DAI de la définition du programme d'audit au suivi des plans d'actions est décrit et piloté.

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'actions) 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.

(1) L'Institut français de l'audit et du contrôle interne.

Modalités de fonctionnement

La filère 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 réalise les audits transverses *corporate* alors que les Directions d'Audit des filiales effectuent uniquement les audits de leur périmètre. La DAI est la seule entité compétente pour la réalisation des audits de BUs/projets relevant d'un risque de niveau *corporate*.

Le programme d'audit est élaboré à partir de l'univers des risques prioritaires Groupe ; toutes les BUs, projets et processus Groupe devant être régulièrement audités.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur *management*, font l'objet de plans d'actions de leur part. Ces plans d'actions sont transmis pour avis à la DAI, qui, par la suite, en assure le suivi, ce dernier commençant, au plus tard 6 mois après la diffusion du rapport d'audit. Un rapport de synthèse semestriel récapitule les principaux constats d'audit *corporate* et le suivi des plans d'actions. Le rapport semestriel présente aussi le bilan du programme d'audit, la satisfaction des audités, l'activité de la filière ainsi qu'un bilan des compétences et le budget. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits et qui méritent une attention particulière. Il donne enfin une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général, au Comité exécutif, puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, 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. 225-237-3 et suivants 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) ainsi que par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

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 du § 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 section 3.1 « EDF, entreprise responsable ») :

- 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 ces entités. 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 2021, 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) ;
- le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF qui permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe d'effectuer un signalement conformément à 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 (voir section 3.3.2.4 Dispositifs d'alerte). Ce même dispositif d'alerte est également ouvert aux tiers pour les thématiques relevant de la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

2.1.3.2 Le programme Sécurité du patrimoine et des systèmes d'information

Les principaux axes stratégiques de maîtrise des activités visent à généraliser la culture sécurité à l'échelle du Groupe, légitimer et renforcer la gouvernance et le pilotage au niveau des entités notamment en mettant à disposition des outils d'acculturation et de suivi des incidents. Le programme Sécurité du patrimoine est couvert par la politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance. Il vise à prévenir les risques d'atteinte au patrimoine du Groupe et à en limiter les impacts.

Le programme Sécurité des informations et des systèmes d'information est couvert par les politiques Sécurité du Patrimoine face à la malveillance et Sécurité des systèmes d'information ; elles visent à prévenir le risque d'agression et à en limiter les impacts. Ces politiques 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 est annexée au règlement intérieur de l'entreprise. 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 cyber sécurité est assuré auprès du Comité exécutif ainsi que du Comité d'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, un *reporting* mensuel des incidents de sécurité SI est réalisé par le SOC Groupe (Security Operational Center) d'EDF.

Enfin, des exercices de crise SI et cybersécurité sont régulièrement réalisés en vue d'éprouver les différents dispositifs mis en place.

Les principales actions de maîtrise du risque cybersécurité mises en œuvre en 2021 sont décrites dans la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » (4D).

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 l'ensemble des entités d'EDF et des 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 stratégiques (au-delà des seuils définis dans la politique Engagements) sont examinés par le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

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 2021 ».

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et sont supervisés par le Comité des cessions (émanation du CECEG) 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, en animant les plans de performance du Groupe et en challengeant les mesures mises en œuvre par les entités et métiers. À cette fin, la Direction Financière met en place un ensemble d'indicateurs de pilotage adaptés au modèle économique de chaque activité du Groupe ;
- contribuer au suivi du budget au travers de revues de performance générales dans les 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.

Comptabilité :

- établir les comptes sociaux d'EDF et les comptes consolidés du Groupe ;
- assurer la conformité de la comptabilité via des référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes ;
- animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe, selon un dispositif détaillé ci-après.

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 » de ce document ;
- s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille sur le sujet ;
- 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 l'ensemble des 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 (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque). 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 à l'ensemble des 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 2e niveau de ces risques via :

- la vérification de la bonne application des principes de la politique (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque) ;
- 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 et à pas hebdomadaire est en place. Le Comité marchés (instance qui réunit la Direction Financement et Investissements et la Direction des Risques Groupe) 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 (le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 voir chapitre 6 « États financiers ») sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (IASB), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2020. 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 2021.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Financière du Groupe 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 », et 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. 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 du domaine 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 et Fiscalité Groupe. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable et fiscale du Directeur Comptabilité Fiscalité Groupe s'appuyant sur les différents éléments d'évaluation (résultats des contrôles internes, indicateurs du tableau de bord de la qualité comptable, lettre d'attestation de conformité des comptes du CSP2C, actions spécifiques) pour mettre en avant les progrès réalisés et déterminer les actions d'amélioration à engager ou à poursuivre. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chaque entité juridique 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, selon un plan de comptes unique. Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, co-contrôlées 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.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document d'enregistrement universel (URD) pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les Directions d'EDF et les filiales permettent de préparer ces arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations etc.) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée trimestrielle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat du groupe EDF permet d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les résultats.

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 et facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et 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 enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

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 (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) est confiée au Centre de Services Partagés Comptabilité & Conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires qui tient par ailleurs la comptabilité transactionnelle de certaines filiales France. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions Opérationnelles ou Fonctionnelles, du CSP2C ou le cas échéant des opérateurs comptables situés dans les métiers opérationnels et de la Division Comptabilité Consolidation.

Des réunions sont organisées au pas trimestriel avec les Directions d'EDF pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

2.1.3.6 La gestion de crise et continuité d'activité

À l'instar de la pandémie Covid, des tempêtes, Amélie (2019), Alex (2020) en France métropolitaine, ou Irma (2017) dans les Antilles, ou les épisodes de grand froid (hiver 2017) ou de canicule (été 2019), des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (pandémie, accident industriel majeur dans le monde, etc.) peuvent affecter les activités du Groupe. En cas d'événement exceptionnel, les mesures prises 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 défini une politique Gestion de crise et Continuité d'activité prenant en compte l'implantation territoriale du Groupe et l'importance de ses activités industrielles et de service public en matière de continuité d'activité de l'économie. Cette politique définit les principes d'organisation et précise l'ensemble du 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 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 ;
- à s'assurer de l'existence et de la mise à jour de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité ;
- à vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble.

En 2019, le groupe EDF a mis en place un plan d'actions pour renforcer la préparation des entités aux enjeux de continuité d'activité ; dans ce cadre, la préparation d'un exercice de crise pandémie, comprenant la révision du plan pandémie du groupe EDF, a été engagée dès l'été 2019. Ces travaux se sont revélés particulièrement utiles pour la gestion de la crise Covid en 2020 s'appuyant sur des dispositifs opérationnels, préparés et entraînés, le groupe EDF a su faire face, avec réactivité et anticipation, à la crise sanitaire, et ce dès la fin janvier 2020.

Un retour d'expérience après l'été 2020 a permis d'aborder le deuxième confinement avec les enseignements nécessaires à la poursuite de l'activité.

L'année 2021 a permis de tester la robustesse du dispositif de crise et son agilité face aux différentes phases de confinement et d'évolution du télétravail durant la crise Covid. Enfin, une attention toute particulière a été portée aux composantes de l'équilibre offre/demande lors du passage de l'hiver 2021/2022 avec des journées de sensibilisation tant en interne qu'avec le ministère de la Transition écologique et solidaire. Par ailleurs, une analyse de la Continuité des Systèmes d'informations est menée à la fois au niveau groupe et complétée selon les spécificités, dans chacun des Plans de Continuité d'Activité des métiers.

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.

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 et de l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement le coût global de ses risques assurables [1].

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- 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, validée par le Comex en janvier 2017, 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 (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.), franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés) et optimisation des dépenses d'intermédiation.

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.

Modalités de mise en œuvre :

Depuis 2011, un Comité d'orientations stratégiques assurances (COSA), présidé actuellement par le Directeur Financement et Investissements, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers 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 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 pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.

Il est à noter que depuis le 21 décembre 2018 Framatome dispose également d'une société de réassurance, dénommée Tereco, au Luxembourg.

Par ailleurs, EDF est membre de la mutuelle OIL Insurance Limited (OIL) 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). OIL 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 OIL et des couvertures apportées par des 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 à EDF de diminuer le montant des primes payées au marché de l'assurance et, plus généralement, le coût de ses programmes d'assurance.

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 « 2e 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. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe sur un sinistre (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company DAC et d'Océane Re, n'excède pas 40 millions d'euros par sinistre, les filiales disposant 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 OIL, des extensions de couverture de dommages aux biens et de pertes d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company DAC et par Océane Re, n'excède pas 25 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF 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 « 2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

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 et d'Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, etc.

Couverture Cyber risk

Depuis le 1er juillet 2017, une couverture Cyber risk a été mise en place. Elle a été renouvelée le 1er juillet 2021.

Cette garantie de 75 millions d'euros couvre EDF et les filiales du Groupe pour les frais nécessaires aux traitements des désordres majeurs occasionnés par une cyberattaque contre les systèmes d'information du Groupe.

Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

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 font partie.

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 mais ne sont pas encore en vigueur. La ratification et l'entrée en vigueur des Conventions révisées sont actuellement programmées au 3 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 indemnisables. 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 passera de dix ans à trente 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

(1) À l'exception des pays Parties ayant opté pour une responsabilité illimitée (l'Allemagne, la Suisse, la Suède…).

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. Plus spécifiquement, les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du Code de l'environnement prévoient que les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires sont fixées à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport depuis 2016.

EDF dispose d'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 à ses obligations 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, son programme d'assurances se répartit également entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassuré par Assuratome), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement a approuvé le 4 mai 2016 le *Nuclear Installations Order* (ordonnance de transposition des Protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les Protocoles.

Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

EDF Energy est actuellement assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La société de réassurance Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

Compte tenu des dates d'échéances des contrats d'assurance en cours et de l'entrée en vigueur prévue en 2022 des obligations d'assurances découlant de la Convention de Paris révisée, des appels d'offres et des négociations sont en cours pour mettre en place les assurances nécessaires.

Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la Convention de Paris, est portée par l'exploitant « expéditeur » (sauf dispositions contractuelles contraires). Depuis le 18 février 2016, le plafond de responsabilité a été porté à 80 millions d'euros avec un périmètre de dommages inchangé, puis sera étendu à un périmètre de dommages indemnisables plus large lors de la mise en application de la Convention de Paris révisée. Cette responsabilité est désormais assurée par la police responsabilité civile de l'exploitant nucléaire susvisée.

Couverture des dommages aux installations nucléaires

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 400 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Depuis le 1er octobre 2021, le dispositif assurantiel couvrant les installations nucléaires est le suivant :

- en France, la protection apportée par OIL 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'OIL 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 assuré auprès de la Mutuelle EMANI pour les dommages et perte d'exploitation consécutive 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. Par ailleurs, EDF Inc. est membre de NEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*) – mutuelle nucléaire située aux États-Unis.

Primes

Le montant total des primes d'assurance du Groupe, tous types de couverture confondus, s'est élevé à 283 millions d'euros en 2021.

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 : ils peuvent être stratégiques ou opérationnels ; certains sont exogènes, d'autres sont endogènes et inhérents à l'exercice des métiers du Groupe. Leurs conséquences peuvent être multiples et porter sur les résultats opérationnels, sur la situation financière sfgsgdu Groupe et sa capacité à financer sa stratégie ou son développement, affecter ses parties prenantes ou son environnement internes ou externes ou enfin impacter sa réputation.

Le Groupe décrit ci-dessous les principaux risques spécifiques auxquels il estime être exposé. Le principe de spécificité conduit à ne décrire dans cette section que les risques pour lesquels la spécificité du groupe EDF est un facteur-clé. Pour les risques non spécifiques au Groupe, l'absence de description du risque dans cette section n'exclut pas pour autant la prise en compte du risque par le Groupe.

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 « 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 2.2.2 « 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 2.2.3 « 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.

La section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » décrit les risques liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différents activités et projets industriels, y compris EPR, de services et de ventes. En particulier cette section décrit le risque pour le Groupe relatifs aux projets EPR, engagés ou futurs qui est un risque majeur.

La section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », complète la section 2.2.4 pour les activités liées à l'activité nucléaire du Groupe, qui induit des facteurs de risques complémentaires et des dispositions particulières, notamment eu égard aux exigences premières de la sûreté nucléaire et au caractère capitalistique de très long terme de l'activité nucléaire.

Les risques sont détaillés dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau et le graphique et les descriptions détaillées qui suivent.

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire Covid ont entraîné, particulièrement en 2020, une baisse de la demande d'électricité et des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe notamment la production nucléaire, les chantiers (construction de grands projets et maintenance du parc nucléaire) et les activités de services. Cette crise sanitaire a continué à affecter la performance du Groupe en 2021, situation qui pourrait se prolonger au-delà. Ses impacts sur les risques du Groupe sont précisés dans la présentation de chacun des risques concernés. Les principaux impacts sont les suivants :

- perturbation des chaînes d'approvisionnement industrielles pour des produits ou équipements en provenance de pays touchés par l'épidémie (risque 4B) ;
- impacts sanitaires sur l'activité des salariés et prestataires du Groupe (risque 4C) ;
- perturbation de la conduite des opérations, chantiers et grands projets du Groupe en cas de restrictions susceptibles d'affecter la continuité de l'activité (risque 4A) et le niveau de production notamment en cas d'impact sur les arrêts de tranches nucléaires (risque 5A) ;
- impact de la Covid sur la demande et fragilisation de l'économie (impayés et irrécouvrables) (3A) ;
- impacts sur le prix des matières premières et de l'électricité sur les marchés de gros, ainsi que sur le niveau de la demande en électricité ou les risques de contrepartie (risques 2C et 2F) ;impact d'une perturbation des marchés financiers via une baisse de la valorisation du portefeuille des actifs dédiés ou des actifs retraites affectant le résultat financier du Groupe et le taux de couverture des provisions nucléaires, et impact d'une baisse des taux d'intérêt sur le calcul du montant des provisions nucléaires et des provisions pour avantages du personnel (risques évoqués à la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché »)

Le conflit Ukrainien et les tensions géopolitiques associées pourraient avoir des conséquences de toutes natures susceptibles de rendre nécessaires des actions complémentaires afin d'atteindre les objectifs financiers du Groupe. Le Groupe pourrait même ne pas être en mesure d'atteindre ces objectifs. En l'état actuel du conflit et des tensions géopolitiques associées, les impacts sur les risques de toute nature sont difficilement quantifiables. À date, sans prétendre à l'exhaustivité, ce conflit est un facteur d'aggravation des risques suivants :

- Risque Marchés énergies (Risque 2A) : volatilité accrue, tensions à la hausse sur les prix et liquidité diminuée :
  - les impacts de ce risque sont aggravés en France en raison des incertitudes qui pèsent sur la production nucléaire du Groupe (risque 5A- Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou poursuite du fonctionnement des parcs nucléaires);
  - cela pourrait également amplifier les impacts négatifs sur le Groupe de la décision du gouvernement français [1] d'augmenter de façon exceptionnelle les volumes d'ARENH en demandant à EDF de céder 20 TWh d'électricité complémentaire à ses concurrents (risque 1A – Evolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe),
- Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (Risque 4B) : 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. Impacts potentiels sur certaines activités du Groupe notamment chez Framatome et Enedis ainsi que sur le projet d'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power;
- Risque sur le cycle du combustible (Risque 5D) et sur les provisions pour déchets et déconstruction (5B), notamment en cas de mise en cause des contrats passés avec la société TENEX (retraitement de l'uranium usé)
- Risques financiers de la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » : perturbation des marchés financiers via une baisse de la valorisation du portefeuille des actifs dédiés ou des actifs retraites affectant le résultat financier du Groupe et le taux de couverture des provisions nucléaires. Risque accru de volatilité des taux d'intérêt, notamment sur les coûts de refinancement du Groupe et le taux d'actualisation des provisions. Impacts sur les banques, elles-mêmes exposées au système financier Russe, pouvant accentuer les risques liés à l'accès à la liquidité (risque 2D);
- Atteinte au patrimoine notamment attaques cyber (Risque 4D) : accroissement des cybermenaces;
- Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (risque 4C) : risques accrus pour les salariés et prestataires concernés en Ukraine ou en Russie

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.

L'ampleur et la diversité des risques auxquels le Groupe doit faire face, notamment dans un contexte de marché extrêmement volatil, accompagné de mesures réglementaires ayant un impact significativement négatif sur l'entreprise, marqué par le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées et par les études et travaux que le Groupe doit réaliser sur le parc nucléaire français en lien avec les phénomènes de corrosion sous contrainte récemment identifiés, pourraient avoir des conséquences de toute nature, y compris l'émergence de nouveaux risques ou l'aggravation de risques existants, susceptibles de rendre nécessaire des actions complémentaires afin d'atteindre les objectifs financiers du Groupe. Le Groupe pourrait même ne pas être en mesure d'atteindre ces objectifs.

(1) Cf Annonces du 13 janvier 2022 mises en œuvre par le décret n° 2022-342 et les arrêtés du 11 mars 2022

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 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. 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. Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	1A – Évolutions des politiques publiques et du cadre règlementaire en France et en Europe. Impacts sur les prix et tarifs, en particulier ARENH, ou sur les réglementations environnementales	●●●
	1B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques	●●
	1C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité	●●
	1D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité	●
	1E – Risque lié aux contentieux	●
	1F – Compensation insuffisante des missions d'intérêt général	●
2. Risques financiers et de marché	2A – Risque marchés énergies	●●●
	2B – Risque marchés financiers	●●
	2C – Risque taux d'intérêt	●●
	2D – Risque d'accès à la liquidité	●●
	2E – Risque de contrepartie	●●
	2F – Risque de taux de change	●
3. Transformation du Groupe et risques stratégiques	3A – Capacité de transformation face aux ruptures	●●
	3B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition	●●
	3C – Adaptation des compétences des salariés	●●
	3D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme	●●
4. Performance opérationnelle	4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR	●●●
	4B – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles	●●
	4C – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)	●●
	4D – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber	●●
	4E – Atteinte à la sûreté hydraulique	●●
	4F – Risque de *black-out* ou de déséquilibre offre/demande	●
	4G – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité	●
5. Risques spécifiques aux activités nucléaires	5A – Non-respect des objectifs (i) d'exploitation et/ou (ii) de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)	●●●
	5B – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés	●●
	5C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire	●●
	5D – Maîtrise du cycle du combustible	●●

Légende

●●● *Criticité forte* ●● *Criticité intermédiaire* ● *Criticité modérée*

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques

1A : Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH.

Résumé : Les politiques énergétiques publiques et la régulation des marchés en Europe, en France et plus généralement dans les pays où exerce le Groupe sont évolutives, même à bref délai et exposent ce dernier à un important risque réglementaire. Ces évolutions peuvent impacter notamment pour la France les tarifs réglementés de vente, l'ARENH, ou les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Elles peuvent aussi impacter le cadre régulatoire des certificats d'émission de CO_2 ou les mécanismes de financement des investissements du groupe à travers la taxonomie européenne. Les conséquences sont potentiellement considérables pour le Groupe, et pourraient freiner son développement par rapport à ses concurrents ou obérer sa capacité à financer sa stratégie ou à respecter ses engagements pour la protection du climat.

En particulier,

- les annonces du gouvernement français en date du 13 janvier 2022 imposant à EDF de vendre en 2022 à ses concurrents un volume complémentaire d'Arenh de 20 TWh à un prix de 46,2 euros par MWh auront des conséquences financières significatives pour le Groupe (estimées à -10,2 milliards d'euros d'EBITDA) ;
- le risque d'absence de réforme d'ensemble de la régulation applicable à la vente de la production nucléaire du groupe en France, ou de réforme contraire aux intérêts d'EDF est majeur pour le Groupe ;
- le Groupe pourrait ne pas être en mesure d'atteindre le niveau d'investissement nécessaire pour les objectifs fixés par les politiques publiques en matière nucléaire.

Criticité : ●●● Forte

a) Contexte

Le contexte dimensionnant en France pour ce risque (lois, règlements, orientations politiques) est le suivant :

- **la loi énergie-climat, promulguée le 8 novembre 2019.** Cette loi précise les points clés de la politique de transition énergétique et écologique en France, notamment :

  › elle fait évoluer le **dispositif de l'ARENH** sur deux points :

  1/ elle relève de 100 à 150 TWh le « plafond de l'ARENH » à compter du 1er janvier 2020 pour ouvrir au Gouvernement la faculté d'augmenter par arrêté jusqu'à 150 TWh le volume global maximal d'électricité qu'EDF cède aux fournisseurs alternatifs,

  2/ la loi autorise également le Gouvernement à réviser par arrêté le prix de l'ARENH [1]. *Voir ci-dessous les mesures complémentaires sur l'ARENH et les TRV – Annonces du 13 janvier 2022.*

  › **en termes de mix énergétique**, la loi entérine le report à 2035 de la date d'échéance de la réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité. La loi relève par ailleurs de 30 à 40 % l'objectif de baisse de la consommation d'énergie fossile d'ici 2030 (par rapport à 2012), et prévoit 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) adoptée par décret du 21 avril 2020**

  › **ARENH et régulation du nucléaire** : la PPE prévoit que le Gouvernement propose « *les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs (…), tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production* ».

  Les négociations engagées par l'État français début 2019 avec la Commission européenne sur la nouvelle régulation du nucléaire existant n'ont pas abouti en 2021.

  › **la PPE s'inscrit dans l'objectif de diversification du mix énergétique et de la réduction du nucléaire à 50 %** de la production d'électricité en France d'ici à 2035, qui conduirait à la fermeture de 14 réacteurs (dont les deux de Fessenheim) ;

- **autres éléments dimensionnants du contexte politique et régulatoire**

  › **bouclier tarifaire** : Le Premier ministre a annoncé le 30 septembre 2021 la mise en place pour 2022 d'un bouclier tarifaire basé sur le principe d'une limitation à 4 % TTC de la hausse des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) pour les clients résidentiels. Ce bouclier tarifaire a été mis en place et s'articule autour de deux dispositifs prévus dans la loi de finances pour 2022 :

  – une baisse de la TICFE applicable à compter du 1er février 2022 pour tous les consommateurs, dans la limite du montant minimum légal,

  – la possibilité pour le Gouvernement, de fixer par arrêté le niveau des tarifs à un niveau inférieur à la proposition de la CRE si celle-ci était encore supérieure à 4 % en incluant le levier précédent, avec en contrepartie un rattrapage en 2023 des pertes supportées par EDF ainsi qu'un mécanisme de compensation des fournisseurs d'offres de marché. Cette possibilité a été utilisée en janvier 2022 et permet de limiter à 4% la hausse des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels.

  › **mesures complémentaires sur l'ARENH et les TRV** : Dans un contexte de hausse des prix de l'électricité sans précédent, le Gouvernement a mis en place deux mesures complémentaires au bouclier tarifaire :

  – augmentation à titre exceptionnel de 20 TWh du volume d'ARENH qui sera livré en 2022, à un prix de 46,20 €/MWh.

  Les textes (décret et arrêtés) mettant en œuvre ces mesures ont été publiés le 11 mars. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire, à un prix égal à la moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale portant sur l'année 2022, soit 257 €/MWh. La CRE répartira les volumes additionnels d'ARENH entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022.

  – extension du principe de plafonnement à en moyenne 4 % TTC de l'augmentation du TRV aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci (dispositif mis en place à compter du 1er février).

  Ces éléments sont détaillés en section 1.4.3.2. « Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme ».

  › **fourniture de secours** : la fourniture de secours (reprise par un fournisseur des clients d'un fournisseur défaillant) est prévue à l'article L. 333-3 du Code de l'énergie. Elle permet au ministre en charge de l'énergie de lancer un appel à candidatures avec l'appui de la CRE. En novembre 2021, dans un contexte de prix de marché exceptionnellement élevés et de défaillance d'un fournisseur alternatif, l'État a désigné par arrêtés, des fournisseurs de secours à titre transitoire (EDF ou ELD selon les cas). La disposition a été mise en œuvre lors de défaillance de deux fournisseurs en novembre et décembre 2021.

  › **le Paquet *Fit for 55***, publié par la Commission européenne le 14 juillet 2021 constitue l'un des dispositifs phare de la nouvelle Commission européenne. Il comporte en particulier un rehaussement de tous les objectifs pour parvenir à - 55 % net de GES en 2030 par rapport à 1990 et à la neutralité carbone en 2050. Les orientations principales portent sur :

  – la révision du système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO_2 (EU-ETS) au sein de l'UE, y compris son extension à d'autres secteurs,

(1) Dans sa décision du 7 novembre 2019, le Conseil constitutionnel a conditionné la légalité d'un tel arrêté à une prise en compte suffisante « des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires »

- différentes propositions législatives (efficacité énergétique, énergies renouvelables, taxation de l'énergie), incluant des propositions visant à encadrer le développement de l'hydrogène (avec une définition de l'hydrogène électrolytique bas carbone compatible avec le mix électrique français),
- la révision des Lignes directrices pour les aides d'État en matière d'énergie et d'environnement (LDAEE) adoptées le 21 décembre 2021, applicables à compter de janvier 2022 : elles constituent un cadre structurant pour les investissements futurs du groupe EDF.

› **le Cadre juridique relatif à la taxonomie européenne [1] pour la Finance durable.** L'acte délégué complémentaire visant les activités nucléaires et gaz a été adopté le 2 février 2022 par la Commission européenne. Sous réserve de la procédure devant le Parlement et le Conseil, il entrera en vigueur à partir de 2023.

b) Risques principaux

- **Impact majeur de l'augmentation exceptionnelle du volume d'ARENH (annonce gouvernementale du 13 janvier 2022)**

La décision imposant à EDF de vendre à ses concurrents un volume complémentaire d'Arenh de 20 TWh au prix de 46,2 €/MWh concrétise plusieurs risques :

› risque d'instabilité du cadre réglementaire, avec impact majeur sur l'Ebitda.

Cette décision tardive intervient alors que le dispositif d'ARENH pour 2022 était clos et qu'EDF avait organisé ses couvertures en conséquence. EDF devra donc racheter l'électricité à livrer à un prix beaucoup plus élevé que celui auquel elle devra la revendre à ses concurrents. Les textes mettant en œuvre ces mesures ont été publiés le 11 mars. Ils fixent le prix de rachat par EDF des volumes additionnels d'ARENH de 20 TWh devant être mis à disposition des fournisseurs en 2022.

L'impact des mesures réglementaires annoncées le 13 janvier 20221 sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 avait été estimé, à titre illustratif, à environ - 8,4 Mds€ sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021. Sur la base des modalités définies dans le décret, et dans l'état des informations dont le Groupe dispose, l'estimation de l'impact sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 est réévaluée à environ - 10,2 Mds€.

› Risques juridiques : cette situation pourrait engendrer des risques juridiques (recours, contentieux, nouvelles instabilités réglementaires…)

› risque que ces mesures d'urgence soient reconduites au-delà de 2022.

Cette situation, qui matérialise un risque évoqué depuis plusieurs années, est porteuse de risques majeurs pour le groupe EDF : situation financière, évaluation par les agences de notation et capacité à financer la stratégie.

- **Risques généraux liés au dispositif ARENH existant**

Indépendamment de la situation exceptionnelle liée aux annonces du 13 janvier 2022, tant que le dispositif ARENH existe, il expose EDF aux risques suivants :

› le cadre général du dispositif ARENH, du fait de son caractère optionnel gratuit, donne aux fournisseurs des opportunités d'arbitrage entre le prix ARENH et les prix de marchés, au détriment d'EDF, et expose EDF à des incertitudes majeures qui impactent négativement l'efficacité de sa gestion des risques marchés énergies : EDF est ainsi fortement 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 ;

› au-delà, il existe un risque d'augmentation du volume d'ARENH de manière pérenne sans évolution suffisante du prix, puisque la loi énergie climat offre désormais cette possibilité à l'État. L'impact est de diminuer encore la possibilité pour EDF de bénéficier des prix marché de gros de l'électricité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe au-dessus du prix ARENH ;

› par ailleurs, la mise en œuvre du dispositif a fait l'objet de contentieux en 2020 et 2021, décrits en note 17.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021. Ces contentieux relatifs à l'application de la force majeure dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19 sont une illustration de l'arbitrage effectué par certains fournisseurs alternatifs lorsque les prix de marché deviennent inférieurs au prix de l'ARENH, en suspendant l'exécution du contrat ARENH les liant à EDF pour bénéficier d'un approvisionnement moins onéreux sur les marchés.

- **Risque d'absence de réforme de l'ARENH dans la durée**

La négociation entre l'État français et la Commission européenne sur une future régulation a été mise à l'arrêt à l'été 2021 sans précision sur une date de réouverture des discussions : les risques principaux portent sur le niveau de prix, le champ de la régulation, la capacité de l'État français à négocier avec la Commission européenne des conditions de rémunération suffisantes et des contreparties proportionnées. **Ainsi, le risque d'absence de réforme d'ensemble de la régulation applicable à la vente de la production nucléaire du Groupe en France ou de réforme contraire aux intérêts d'EDF est majeur pour le Groupe notamment dans sa capacité à financer sa stratégie.**

- **Autres risques sur les prix et tarifs**

› **TURPE** : les délibérations de la CRE en janvier 2021 ont officialisé la mise en œuvre du TURPE 6 HTB et du TURPE 6 HTA/BT à compter du 1er août 2021. Le risque porte sur le caractère suffisant du niveau de rémunération des gestionnaires de réseaux pour leur permettre d'accomplir les missions qui leur sont confiées au-delà de la période tarifaire couverte par TURPE 6 ;

› **Prix du CO_2** : la révision du système d'échange de quotas d'émissions de CO_2 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.

- **Risques relatifs au mix énergétique**

› Des décisions d'arrêt prématuré d'un ou plusieurs réacteurs du parc d'EDF, ne résultant pas d'un choix industriel, mais d'une application de la politique énergétique traduite dans la PPE ou une loi programmatique, pourraient intervenir. De telles décisions 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 de ne pas être indemnisé à hauteur du préjudice ;

› La fermeture d'actifs de production pilotables (nucléaire, charbon, fioul…) pourrait accroître le risque de tensions sur l'équilibre offre-demande, notamment lors des passages des prochains hivers ;

› Risque d'absence ou de retard de la décision formelle de l'État de lancer un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 voire SMR dans la perspective notamment de la loi de programmation énergétique.

- **Risques associés au contexte européen (Taxonomie)**

› L'acte délégué publié le 2 février 2022 prévoyant l'inclusion du nucléaire dans la taxonomie européenne comme énergie « de transition » pourrait faire l'objet d'un rejet par le Conseil Européen ou par le Parlement (échéance mi 2022). Il pourrait aussi faire l'objet d'un recours en annulation devant les juridictions européennes. De plus, le classement en énergie de transition 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 pas 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.

c) Actions de maîtrise

Les actions de maîtrise sont limitées pour ces risques qui proviennent de décisions externes à l'entreprise. Néanmoins, les actions de maîtrise comportent les éléments suivants :

- analyse des conséquences potentielles des textes publiés ou encore en préparation, notamment le décret n° 2022-342 et les arrêtés du 1er mars, afin d'identifier l'impact sur le Groupe concernant l'ARENH et le bouclier tarifaire, voir notamment le plan d'action de renforcement de la structure bilancielle du Groupe (note 23 de l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 figurant dans la section 6.1 et paragraphe Perspectives section 5.5) ;

(1) Issue du règlement européen 2020/852 du 4 juin 2020 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux complété par un acte délégué adopté le 4 juin 2021 visant à déterminer les conditions dans lesquelles des activités économiques peuvent être considérées comme contribuant substantiellement aux objectifs climatiques. Le 6 juillet 2021, l'acte délégué dit « article 8 » relatif au contenu et la présentation des informations à communiquer a été adopté. Enfin le 2 février 2022 l'acte délégué complémentaire visant les activités nucléaires et gaz a été publié et sous réserve de la procédure devant le Parlement et le Conseil, entrera en vigueur à partir de 2023.

- veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire, en France, en Europe, et dans les zones où le Groupe est présent ;
- 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 politiques publiques ;
- contribution aux consultations publiques sur les textes pertinents en préparation ;
- participation d'EDF au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) ;
- mise en place de dispositifs opérationnels de mise en conformité avec chaque nouveau texte ;
- politiques de contrôle des risques marchés énergies et des risques financiers.

1B : 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 d'autorisations ou de délégations. 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 les plus puissantes), 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 hydraulique ». À ce jour, l'État français n'a toujours pas renouvelé 20 titres de concession échus au 31 décembre 2020, correspondant à une puissance installée de 2 508 MW. Sur le sujet du renouvellement des concessions, les discussions se poursuivent entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure datée du 22 octobre 2015 et du 7 mars 2019.

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 pourrait également évoluer dans un sens préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

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 co-construction avec l'ensemble de ses parties prenantes 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 (elle est notamment prévue pour 2022 lors de la construction d'un ouvrage de franchissement piscicole au barrage de Malause, du chantier de Poutès ou encore la renaturation du Rhin).

En France, l'ancrage économique dans les territoires passe par une démarche de maximisation des retombées économiques locales en réalisant près de 2/3 des achats techniques (matériels, travaux, études…) sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 1 800 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique).

1C : 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 le service public de la distribution publique 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 la mission de fourniture aux tarifs réglementés.

Dans la mesure où la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique (AODE) est confiée par loi aux collectivités locales (communes ou EPCI) et que ces AODE sont, sauf pour les postes sources, propriétaires des actifs constituant le réseau public de la distribution d'électricité, la loi prévoit qu'Enedis conclue avec ces dernières des contrats de concession pour une durée allant 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 en charge du service public de la 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 TRV ; 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 nouveau 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 toutefois exclure la modification de ces dispositions par voie législative ou à la suite d'une décision de justice défavorable. Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe.

c) Actions de maîtrise

- Vigilance dans le suivi des textes, qu'ils soient européens ou nationaux et qu'ils soient ou non sectoriels.
- Suivi attentif de tout litige susceptible de questionner le modèle de la distribution publique d'électricité (remise en cause de l'exclusivité des droits des Gestionnaires de Réseau de Distribution et de la péréquation tarifaire).

1D : Atteinte à l'éthique ou à la conformité

Résumé : Des risques de pratiques prohibées et contraires à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers, pourraient exposer le groupe EDF à des non-conformités à des réglementations, voire à des violations de droits humains ou de libertés fondamentales.

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, treize 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 réglement européen EMIR (*European Market Infrastructure Regulation* visant à réguler les marchés financiers) ;
- la conformité au règlement REMIT (réglement 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 ».

1E : 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, mais 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 de la mise en œuvre de politiques de prévention (politiques contractuelles, politiques de conformité…). Une procédure de remontée d'informations à la Direction Juridique Groupe sur les litiges significatifs avérés ou potentiels ou autres contentieux et enquêtes est en place.

Les principales procédures dans lesquelles le groupe EDF est impliqué sont décrites dans les notes 17.3 et 5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et à la section 7.1.5 Litiges.

1F : Compensation insuffisante des missions d'intérêt général

Résumé : EDF a en charge certaines missions de service public, dont les coûts sont couverts par des mécanismes de compensation qui pourraient être incomplets, ou qui pourraient être remis en cause.

Criticité : ● Modérée

a) Contexte

En France, les missions de service public sont assignées à EDF par la loi (articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie notamment) qui prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions. Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie à compenser en France en 2022 pour EDF s'élève à 7 620 millions d'euros, selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022, corrigée par la délibération du 7 octobre 2021 (à noter la créance CSPE historique a été totalement remboursée, l'échéancier étant arrivé à son terme). Les montants des charges de service public sont inscrits dans la [loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022].

b) Risques principaux

- Le développement des énergies renouvelables raccordées en direct sur le réseau de distribution risque de saturer, dans certaines régions, les capacités d'accueil des postes sources et des réseaux. De nouveaux investissements pourraient être rendus nécessaires pour les gestionnaires de réseaux dans ces régions, avec des risques de non-prise en compte des coûts associés.

- Plus largement, les textes prévoient qu'EDF soit intégralement compensée des charges de service public qu'elle supporte. Cela étant, il ne peut être complètement exclu que les termes de cette compensation soit remis en cause et que l'attribution d'une nouvelle obligation de service public à EDF ne soit pas comprise dans cette compensation (par exemple, à l'issue des négociations relatives au nouveau contrat de service public).

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF, ses résultats et la situation financière du Groupe. De telles situations pourraient également être de nature à remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de responsabilité sociale d'entreprise, notamment ceux en faveur des populations fragiles (voir section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale »).

c) Actions de maîtrise

EDF maintient un 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 vigilants aux impacts BFR, et travaille à sécuriser le paiement par l'État en fin d'année et d'éviter les arbitrages interannuels de l'État.

2.2.2 Risques financiers et de marché

Le groupe EDF, par ses activités variées, est exposé à de nombreux risques financiers et de marché. Cette section décrit ces différents risques en abordant 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 (section 5.1.6) et l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

2A : Risque marchés énergies

Résumé : Le Groupe est exposé, pour vendre sa production, directement ou indirectement, aux prix des marches de gros européens de l'énergie et des marchés de capacités, dont les niveaux impactent sa situation financière.

En particulier, la très grande volatilité des marchés énergies positionnés à un niveau très élevé début 2022, la baisse de la production nucléaire française du Groupe, l'optionnalité du dispositif ARENH et les possibles relèvements du plafond (voir risque 1A) par l'Etat ainsi que le conflit Ukrainien, 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 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 CO_2 (voir 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 CO_2 entraîne une baisse des prix de l'électricité.

Différents facteurs agissent sur ces niveaux de prix : les cotations des commodités sur les marchés mondiaux, l'équilibre entre l'offre et la demande, mais aussi les politiques tarifaires, fiscales ou les subventions allouées à certains moyens de production. Ces marchés peuvent ainsi connaître des fluctuations de prix importantes et non prévisibles, à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité. A titre d'exemple, le conflit Ukrainien fait peser des risques significatifs sur la liquidité des marchés énergies.

b) Risques principaux

Ces expositions peuvent impacter ainsi le chiffre d'affaires et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe. En particulier, des prix durablement bas de l'électricité peuvent affecter la rentabilité des unités de production du Groupe et plus largement la valeur des actifs, ainsi que les conditions de leur entretien, leur durée de vie et les éventuels projets de renouvellement.

En France, le degré d'exposition aux prix de marché de l'électricité dépend du niveau de ventes dans le cadre du dispositif ARENH actuellement applicable jusqu'à fin 2025, lui-même dépendant du niveau des prix de marché et de possibles évolutions régulatoires. Les risques liés aux évolutions possibles du dispositif ARENH sont décrits au risque 1A « Évolutions des politiques publiques et du cadre règlementaire en France et en Europe».

Le cadre général du dispositif Arenh, du fait de son caractère optionnel gratuit, donne aux fournisseurs des opportunités d'arbitrage entre le prix Arenh et les prix de marchés, au détriment d'EDF, et expose EDF à des incertitudes majeures qui impactent négativement l'efficacité de sa gestion des risques marchés énergies : 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.

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé le 13 janvier 2022 qu'EDF devrait vendre 20 TWh d'ARENH supplémentaires à ses concurrents sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh. Cette décision, fixée dans les textes, expose EDF à un risque de perte entre le prix de rachat de ces volumes et 46,2 €/MWh.

Enfin, compte tenu des difficultés de production du parc nucléaire français à la suite de la découverte de phénomènes de corrosion sous contraintes (cf risque 5A), EDF sera structurellement acheteur a minima en 2022 dans un contexte de marché peu liquide et de fortes tensions à la hausse des prix.

Ainsi, le contexte de prix très élevés et de marchés très volatiles, combiné à une baisse importante de la production nucléaire pour 2022 et 2023 (voir ci-après risque 5A - Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)) et aux décisions gouvernementales décrites ci-dessus concernant le mécanisme ARENH representent un risque majeur en termes d'impact financier pour le Groupe.

Enfin, le Groupe est exposé à un risque de défaut de respect du règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie (règlement UE n° 1227/2011, voir section 3.3.2.2.4 « Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT) »).

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 section 5.1.6.2« Gestion et contrôle des risques marches énergies » 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 tendances structurelles de mouvement à la hausse ou à la baisse de ces marchés (voir note 18.6 « Risques marchés et de contrepartie » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

De plus, la couverture du risque prix induit par construction une exposition plus importante au risque volume : risque de devoir racheter des couvertures à un prix supérieur à celui où elles ont été prises, en cas de disponibilité des actifs moins élevée / ventes clients plus élevées que prévu au moment de mise en place de ces couvertures. Ce risque est d'autant plus important que les prix à livraison sont élevés par rapport aux prix des couvertures mises en place.

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.

2.5 : 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.

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, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2021 s'élève à 14 801 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait au 31 décembre 2021 à 19,93 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 26,6 % à fin 2020. 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 1 618 millions d'euros.

À fin juin 2021, la sensibilité des obligations cotées (12 560 millions d'euros) s'établissait à 5,6, 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 697 millions d'euros. La sensibilité était de 5,5 à fin décembre 2020.

2.6 : 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 note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021) et les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021) 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 compte tenu de la baisse des taux au cours des dernières années. L'importance de cette baisse le cas échéant sera dépendante de l'évolution future des taux, principalement des taux souverains à 20 ans.

L'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007, décrit de nouvelles dispositions concernant le plafond réglementaire du taux d'actualisation. Celui-ci est désormais 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 cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023.

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 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 maximum pour effectuer la dotation, sous réserves de validation par l'Autorité de tutelle.

À cet égard, le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires a modifié le cadre réglementaire de l'obligation de dotation :

- suppression de l'obligation qui existait précédemment dans certaines conditions, de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % ;
- relèvement du seuil à 120 % (contre 110 % auparavant) au-delà duquel des retraits aux actifs dédiés sont possibles ;
- passage à 5 ans (au lieu de 3 ans précédemment) du délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative.

Compte tenu de l'évolution du cadre réglementaire, aucune dotation complémentaire n'est attendue au titre de l'année 2021, le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés étant supérieur à 100 %.

Au global, une baisse des taux d'intérêt de 0,5 % aurait les impacts suivants :

(i) un impact sur le résultat avant impôt qui pourrait s'élever jusqu'à environ −1 200 millions d'euros pour les passifs nucléaires en France, en conséquence de l'impact de cette baisse de taux sur le taux d'actualisation correspondant, toute chose égale par ailleurs ;

(ii) un impact sur le résultat avant impôt d'environ – 100 millions d'euros pour les provisions pour avantages du personnel en France, en conséquence de l'impact de cette baisse de taux sur le taux d'actualisation correspondant.

Au total, la sensibilité du résultat avant impôt s'établit par conséquent jusqu'à environ – 1 300 millions d'euros pour une baisse de 0,5 % des taux d'intérêt.

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 – 50 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.

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).

2D : 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 2021, l'endettement financier net du Groupe est de 42 988 millions d'euros.

Criticité : ●● Intermédiaire

a) Risques principaux

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. 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. Pour faire face aux besoins de liquidité, le Groupe a recours à des émissions sur le marché. Le Groupe a ainsi réalisé une émission d'obligations sociales hybrides le 26 mai 2021 pour un montant de 1,25 milliard d'euros. Le Groupe a par ailleurs émis des obligations vertes senior le 23 novembre 2021 pour un montant de 1,75 milliard d'euros, complétées le 6 décembre 2021 à hauteur de 100 millions d'euros. Au 31 décembre 2021, l'endettement financier net du Groupe est de 42 988 millions d'euros.

Néanmoins, les nouvelles attributions de volumes ARENH, l'arrêt de centrales nucléaires sur le parc français et la volatilité des marchés électriques, en particulier les appels de liquidité des activités de trading, mettent la notation du Groupe sous pression. Ces perspectives financières plus incertaines pourraient conduire à une dégradation supplémentaire des notations court terme et long terme par les agences de notation et avoir des impacts sur la capacité d'accès à la liquidité et sur son coût. Le risque a été matérialisé par la dégradation des notations financières du Groupe, ajustées suite aux mesures annoncées le 13 janvier 2022 sur l'évolution des tarifs régulés de l'électricité et sur la production nucléaire en 2022 (section 5.1.5.1.2 Notation financière). En conséquence, la criticité du risque a été relevée de « modérée » à « intermédiaire ».

b) 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 :

- 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 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 ;
- 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 sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP, 10 milliards de dollars américains pour les US CP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

2E : 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 ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (pertes de créances, surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles).

La crise Covid peut induire des risques de défaillance de certaines contreparties du Groupe. Le Groupe reste vigilant notamment sur les contreparties industrielles qui pourraient être fragilisées par cette situation économique dégradée. À ce jour, il n'est pas identifié d'impact matériel sur les contreparties commerciales du Groupe.

La crise énergétique entraînée par le conflit ukrainien a augmenté les risques de défaillance des contreparties. Dans ce contexte, la criticité du risque a été revue de modérée à intermédiaire.

b) Actions de maîtrise

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 décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe.

À fin septembre 2021, les expositions du Groupe sont à 89 % 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) À la date du Prospectus, la notation long terme d'EDF est la suivante : BBB assortie d'une perspective négative (S&P Global Ratings), Baa1 assortie d'une perspective négative (Moody's), BBB+ assortie d'une perspective négative (Fitch Ratings).

2F : 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 les taux de rentabilité interne (TRI) 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 variant 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.

2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques

Risque lié à la transformation du Groupe

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

- Évolution de la trajectoire de décarbonation dans le secteur de l'énergie, émergence de nouveaux marchés et de nouveaux acteurs, évolution des modèles d'activité des acteurs.
- Évolution et volatilité des prix d'énergies et des matières premières.
- Évolution du contexte concurrentiel à l'international, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position par rapport aux concurrents, régulation, etc.) et à de nouvelles attentes des clients.
- Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe.

Dans ce contexte, la compétition s'intensifie dans tous les domaines : production d'énergie (nucléaire, ENR...) fourniture, services, stockage, appels d'offres à l'international.

b) Risques principaux

Dans le contexte évoqué ci-dessus, le risque principal est de ne pas réussir à implémenter la stratégie du Groupe. En particulier :

- risque que les transformations engagées pour faire face à ces ruptures soient insuffisantes, ou que le modèle du Groupe soit remis en cause, avec des conséquences potentielles en termes :
  - de pertes de parts de marché, de non atteinte des objectifs de décarbonation, de ne pas gagner les parts de marché escomptées ou encore de diminution de marges,
  - de dégradation de l'intégration amont/aval, ce qui pourrait amener une moindre capacité à faire face à la saisonnalisation de l'activité, aux aléas physiques et de marché, et conduire à une perte de marge brute,
  - de diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré, ce qui pourrait réduire la capacité du Groupe à répondre à la diversité des attentes de ses clients et de ses parties prenantes, et à réduire l'efficience et donc la compétitivité des solutions industrielles bas carbone,
  - 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 ;
- les coûts du nucléaire et leur évolution (projets nouveau nucléaire, « Grand Carénage », etc.) ainsi que la capacité du Groupe à les financer pourraient contraindre 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 ne peut pas assurer que ses différents projets portant sur ses solutions bas carbone pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires, partenariales ou juridiques satisfaisantes. Il ne peut assurer qu'ils répondront dans la durée aux besoins exprimés par nos clients et parties prenantes avec la rentabilité escomptée au départ. Tout cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe, sur son engagement dans la lutte en faveur du climat, et sur sa réputation ;

- risque que la mobilisation individuelle et collective du personnel ne soit pas suffisante en raison d'un climat social dégradé du fait même des changements liés aux adaptations ou transformations en cours, internes ou externes ;
- risque que tous ces impacts soient aggravés par la crise sanitaire Covid (fragilisation de l'économie, en externe comme en interne).

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 ses parties prenantes :

- Poursuite du développement et du déploiement des solutions bas carbone : fourniture 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, les pays « cœur » en Europe (Royaume-Uni, Italie, Belgique) et les autres pays où le Groupe est présent, conformément à la stratégie CAP 2030. 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 ».
- En particulier 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 des moyens de production déjà largement existants au sein du Groupe notamment éoliens, solaires, hydrauliques et nucléaires (voir section 1.4.1.1.1).
- 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 section 1.2.3 « Faits marquants de l'année »).
- 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.

2.3 - 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. De plus, 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 Financial Disclosures*), à laquelle EDF se conforme (voir section 3.1.3.2.1 « Le groupe EDF et la TCFD »), les risques liés au changement climatiques 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, l'environnement, les capacités de réseau. Ces conséquences peuvent aussi induire des risques liés à 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.

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, ce qui est un pilier fondamental de la robustesse des installations.
- 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, en s'appuyant 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. Ces plans d'adaptation sont particulièrement renforcés pour les entités nucléaires, en France et au Royaume-Uni, hydrauliques, insulaires.
- 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.
- En lien avec le changement climatique et ses conséquences potentielles en termes d'agression externes, (température, inondation, tempête...) un programme nommé ADAPT a été mis en place en France pour les installations de production nucléaires et thermiques afin de s'assurer de la résilience de ces outils industriels du Groupe dans la durée.
- Le Groupe renouvelle régulièrement ses couvertures assurantielles, même si cela pourrait s'avérer de plus en plus difficile ou coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes observées ces dernières années.

c) Principaux risques de transition

Les orientations stratégiques du Groupe dans la durée s'inscrivent dans la transition bas carbone. La raison d'être du groupe EDF adoptée en mai 2020 affirme l'objectif de « construire un avenir énergétique neutre en CO_2 ». La majeure partie des investissements du Groupe sont orientés vers cette stratégie bas carbone en faveur du climat (voir section 3.1.1.4 « Feuille de route des actions de hausse de la production décarbonée du Groupe »).

Dans ce contexte a priori favorable et porteur, il existe plusieurs risques de transition importants :

- le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à cette opportunité. En particulier l'énergie nucléaire pourrait ne pas être reconnue au niveau sociétal comme déterminante pour permettre la transition bas carbone. Ainsi, à titre d'exemple :
  - les normes ou taxonomies en cours de mise en place visant à reconnaître les énergies décarbonées pourraient comporter des critères pénalisant l'énergie nucléaire, ce qui serait un risque important pour EDF et plus généralement pour l'atteinte des objectifs nationaux et européens de réduction des émissions. À ce titre, il existe encore un risque de reconnaissance insuffisante de l'électricité décarbonée d'origine nucléaire du fait de son classement en énergie de transition par la taxonomie européenne, avec des conséquences potentielles sur l'accès au financement des nouveaux projets. Ce sujet sur la taxonomie européenne est développé dans le risque n° 1A ci-dessus « Risque politiques et régulatoires ».

› en France dans le cadre de la préparation de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2019-2028, le gouvernement a demandé d'examiner plusieurs scénarios entre 2030 et 2050, « allant d'un scénario 100 % renouvelable à un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production d'électricité intégrée dans le mix pour des raisons de pilotage de la production et de compétitivité » ;

- 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 l'adaptation de centrales au combustible fossile 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 zéro 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 ex. IIGCC) ou encore SBTI dans son nouveau standard Net Zéro paru en octobre 2021, et conduit EDF à devoir réinterroger sa trajectoire carbone et ses engagements pris en 2020. Cette nouvelle situation est porteuse de risques pour le Groupe : risque de remise en cause de certains projets de développement, risques d'être amenés à prendre des engagements plus difficiles à tenir, risque sur la profitabilité de l'entreprise (par renoncement à des activités profitables) ;
- 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.

De telles situations pourraient être de nature à rendre plus difficiles la réalisation de ces transformations et l'atteinte des objectifs visés. Elles pourraient affecter directement ou indirectement les volumes d'affaires, les marges du Groupe, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation ou ses perspectives.

d) Actions de maîtrise face aux risques de transition

- Trajectoire carbone : Le Groupe avait pris en 2018 l'engagement de réduire fortement ses émissions directes de gaz carbonique avec un objectif de 30 millions de tonnes en 2030 au lieu de 51 millions de tonnes en 2017 (réduction de 40 %). En 2020, en intégrant la coalition *Business Ambition for 1.5 degrees*, le groupe EDF a encore conforté cette ambition. Il a pris de nouveaux engagements, pour contribuer à atteindre la neutralité carbone en 2050, tant en émissions directes qu'indirectes (scopes 1, 2 et 3), avec des jalons prévus en 2023 et 2030. Cette trajectoire a été labellisée en 2020 par l'organisme SBTi comme allant au-delà des 2 °C de l'Accord de Paris. Ainsi, pour la première fois le groupe EDF s'est fixé des objectifs de réduction sur ses émissions indirectes, couvrant notamment les émissions associées à la vente de gaz aux clients finaux (Voir section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe »). Ces actions de maîtrise seront réinterrogées en 2022 face aux exigences accrues d'accélération de la décarbonation pour le secteur électrique.
- Déploiement des solutions bas carbone : le Groupe s'est mobilisé dans le développement des énergies renouvelables en France, dans le stockage électrique et dans la mobilité électrique bas carbone, ce qui permettra de valoriser et de promouvoir les solutions énergétiques bas carbone du Groupe notamment pour le secteur du transport aujourd'hui encore très fortement émetteur de gaz carbonique en France et en Europe.
- 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 section 3.1.1.6 « Usage de solutions à émissions négatives »).
- Les actions de maîtrise du risque n° 1A 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 globales - 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, qui est maintenue dans la durée. Les ressources précises affectées à cette expertise sont précisées au § 3.1.2.4 « un service climatique interne unique parmi les grands électriciens ».
- Une cartographie des risques climatiques à l'échelle du Groupe, portant sur l'ensemble des risques physiques et de transition, a également été établie en 2019 suivant les recommandations de la TCFD et a été présentée au Comité d'audit. Les risques climatiques sont désormais 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 3.9.4 « Détail des risques climatiques du Groupe »).
- Cette cartographie des risques climatiques, s'appuyant notamment sur les plans d'adaptation des entités opérationnelles et sur le rapport au Conseil scientifique, a débouché depuis 2020 sur un plan d'actions « climat », inclus dans le programme stratégique Cap 2030, couvrant les actions relatives à la réduction des émissions et à la résilience. Ce plan d'actions mobilise le Groupe tant au niveau *Corporate* qu'au niveau des entités pour orienter et coordonner les différentes actions de maîtrise.
- De nombreuses actions sont menées en interne, en vue de sensibiliser l'ensemble des salariés sur les enjeux climatiques, et de les mobiliser concrètement. À titre d'exemples (ces exemples sont développés au §3.1.3.5.2 « innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique »), le Groupe déploie depuis 2020 la Fresque du Climat auprès de l'ensemble de ses équipes, et a l'ambition de généraliser ce déploiement en 2022 ; le programme « Combattre le CO_2 » propose à tous les salariés en France de devenir des ambassadeurs de la transition énergétique en s'engageant à titre privé ; et le Passeport neutralité carbone permet de réaliser son bilan carbone et de s'engager pour entamer le passage à l'action : l'obtention de ce passeport était l'un des critères de l'accord d'intéressement signé pour 2020. Plus de 31 000 passeports ont été obtenus en 2021.

2.1 Adaptation des compétences des salariés

Résumé : L'adaptation et le développement des compétences pourraient être insuffisants au regard de la transformation du Groupe, des besoins des métiers et des évolutions en matière d'organisation et de modes de travail.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Risques principaux

Dans un environnement impacté par les transitions énergétique et numérique, le périmètre des activités du Groupe évolue. De nouveaux métiers se développent, les modes de travail évoluent (responsabilisation, intelligence collective, fonctionnement en plateau projet, travail à distance accentué, etc.).

Dans ce contexte de mutation, le risque d'inadéquation des compétences perdure pour les années à venir tant pour ce qui concerne la maîtrise de la trajectoire des effectifs que l'adaptation des compétences. Un défaut de maîtrise de ce risque pourrait avoir un impact sur l'activité, la situation financière du Groupe et sa réputation en tant qu'employeur.

b) Actions de maîtrise

La maîtrise du risque repose sur la recherche d'adéquation des compétences aux besoins à court, moyen et long terme, le soutien de l'employabilité des salariés et une gestion plus fluide de la mobilité interne. À ce titre, les principales actions de maîtrise portent sur :

- une anticipation de l'avenir, en analysant les besoins prévisionnels en termes de ressources et de compétences à court/moyen termes (GPEC [1]) et plus long terme (Prospective) ;
- la poursuite d'une démarche ambitieuse de développement des compétences *via* la formation et le développement des actions de professionnalisation ;
- le développement de l'employabilité des salariés afin de faciliter leur évolution professionnelle et les changements de métier ;
- la mise en place des conditions favorisant la mobilité interne au sein du Groupe ;
- une stratégie de recrutement externe, ciblant les compétences de demain non disponibles sur le marché interne de l'emploi et empreinte d'une démarche d'employeur inclusif favorisant le *sourcing via* l'alternance et les stages de fin d'étude, avec un zoom spécifique en France sur les candidats issus des zones de revitalisation rurale (ZRR) et les quartiers politiques de la ville (QPV) ;
- la valorisation des parcours externes comme levier d'acquisition de nouvelles compétences (chez EDF : PAME [2], CCE [3]) et des fins de carrière « triplement gagnant » (salarié, entreprise, territoire) *via* le mécénat de compétences sénior ;
- un dialogue social nourri, afin de s'assurer d'une bonne compréhension par les Organisations Syndicales des orientations emploi et compétences.

Les temps d'acquisition de l'expérience peuvent nécessiter plusieurs années et des recouvrements sont nécessaires pour assurer la transmission des connaissances et l'acquisition des savoirs. Le Groupe a lancé en 2020, dans le cadre du plan Excell notamment, un dispositif de *knowledge management* qui doit permettre de faciliter et accélérer le développement des compétences du domaine nucléaire, mais aussi de l'ensemble des métiers.

2.2 Capacité à couvrir les engagements à 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 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021). 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. Une 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 de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et, dans le cas des engagements sociaux en France, des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds de pension au Royaume-Uni devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

Afin de couvrir ces 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.

(1) Gestion Prévisionnelle des Emplois et Carrières.
(2) PAME : parcours accompagné de mobilité externe.
(3) CCE : congé création d'entreprise.

2.2.4 Risques liés à la performance opérationnelle

4A - Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (HPC, FLA3, Taishan...)

Résumé : Le Groupe réalise des projets de très grande ampleur. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe en termes d'impact financier potentiel sur ses capitaux propres 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 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. 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. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe.

Les autres projets d'ampleur du Groupe en cours, sont :

- des grands projets liés au parc nucléaire existant (Grand Carénage voir risque 5A ci-dessous, et projets de déconstruction) ;
- des projets d'ouvrages en mer pour les énergies renouvelables (éolien *off-shore*) ;
- des projets hydrauliques à l'international.

b) Risques principaux

Ces projets sont confrontés à de nombreux risques techniques et opérationnels portant sur leur réalisation industrielle qui pourraient avoir comme conséquences des retards de démarrages 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 dépréciations d'actifs. À titre d'illustration le Goodwill d'EDF Energy dans les états financiers d'EDF est assis principalement sur le projet HPC.

Compte tenu de leur ampleur, ces projets peuvent avoir un impact massif sur le résultat et le bilan du Groupe en particulier sur ses fonds propres et sa capacité de financement.

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 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.

À titre d'illustration :

- 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 2033 pourraient entraîner la perte de la protection de revenus dont bénéficient ces ouvrages via le CfD (voir section « 1.4.5.1.2.5 ») ;
- les conclusions de l'instruction en cours relative au constat, en juin 2021, d'inétanchéité du combustible d'un réacteur de la centrale de Taishan, pourraient impacter d'autres projets EPR (voir section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine », et voir ci-dessous, « maîtrise opérationnelle des projets EPR »).

Des situations de non-respect d'engagements contractuels du Groupe peuvent 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'investissements ou de les prendre dans de mauvaises conditions techniques, régulatoires ou financières.

Risques liés au financement et au cadre régulatoire

Les projets de construction de nouveaux réacteurs, notamment en France ou au Royaume-Uni, nécessitent des investissements considérables, un cadre régulatoire, des conditions de financement et de tarification adéquats et stables. 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.

En France, l'absence d'un cadre régulatoire et de financement approprié, 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.

Au Royaume-Uni, le nouveau contexte créé par la mise en œuvre du Brexit (voir section 1.4.5.1.2.4 « La division client ») 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. À titre d'exemple :

- les besoins de financement du projet excédant l'engagement contractuel des actionnaires (*committed equity*), les actionnaires seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*). Cela pourrait amener le Groupe à augmenter sa contribution au financement du projet et à augmenter sa participation (66,5 % actuellement) si son partenaire décidait de ne pas contribuer à ces engagements en fonds propres additionnels ;
- pour le projet Sizewell C, la non-obtention du cadre de financement adapté et de la régulation appropriée pourrait affecter significativement le projet, et conduire le Groupe à ne pas prendre la décision d'investissement.

De plus, le classement en énergie de transition dans le cadre du règlement Taxonomie (voir risque 1A) 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 pas 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 risque 1A « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe… »).

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 (cf. risque 4B). Au Royaume-Uni, EDF et CGN étant associés dans les projets HPC, Sizewell C et Bradwell, ces projets pourraient être impactés par la dégradation des relations diplomatiques entre le Royaume-Uni, la France, les États-Unis et la Chine.

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'acceptation locale.

Risques conjoncturels

Les tensions inflationnistes pourraient également entraîner un renchérissement des coûts projets (voir notamment risque 4B « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles »).

La crise sanitaire a affecté le déploiement de ces grands projets et pourrait, si elle devait s'aggraver, induire de nouveaux retards ou surcoûts.

De plus, la crise sanitaire pourrait avoir affaibli la solidité financière de certains partenaires.

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 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

c) Actions de maîtrise

c1) Actions de maîtrise transverses

- 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 met en œuvre depuis décembre 2019 le plan excell qui permettra 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 section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).
- 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 sections 3.2, 3.3, 3.4 et 3.9).

c2) Maîtrise des Projets EPR engagés

1. EPR Flamanville 3 (France)

La réalisation des objectifs de calendrier et de coûts du projet, tels qu'annoncés [1], est conditionnée, notamment, par (voir section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3) :

- la réalisation des actions relatives à la mise en œuvre du principe d'exclusion de rupture (circuit secondaire principal -CSP- et circuit primaire principal-CPP-). Les opérations de reprise des soudures de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur, les plus complexes, ont été réalisées. Il reste à finaliser la remise à niveau de l'ensemble des soudures du CSP et à mettre en œuvre de la solution acceptée par l'ASN pour le traitement de l'événement significatif relatif aux trois piquages du CPP ;
- la réussite d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1, à instruire avec l'Autorité de sûreté nucléaire française ;
- le solde de l'instruction des derniers sujets techniques en lien avec l'ASN, conduisant à l'obtention d'autorisations administratives ;
- la réalisation de finitions sur l'installation et la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation ;
- la maîtrise des conséquences du vieillissement des équipements et matériaux en raison de la durée du chantier ;
- l'émergence éventuelle de nouveaux sujets techniques notamment dans le cadre de la poursuite des travaux. À titre d'exemple, un problème de filtration des puisards du bâtiment réacteur, sollicités lors du fonctionnement en recirculation de l'injection de sécurité et de l'aspersion enceinte, a été identifié à l'été 2021. Une solution est en cours d'instruction par l'ASN et l'IRSN.

Un décret du 25 mars 2020 a porté le délai maximum de mise en service du réacteur à avril 2024.

Au-delà des activités restant à réaliser en amont du chargement du combustible dans la cuve du réacteur et de la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, le projet pourrait également faire face à d'autres éventuels surcoûts et délais potentiellement significatifs en cas de nouvel aléa. Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison reste élevé, le projet n'a pas de marges ni sur le calendrier ni sur les coûts à terminaison.

2. EPR Taishan (Chine)

En Chine, le Groupe détient une participation de 30 % aux côtés de son partenaire chinois CGN et de Guangdong Energy Group (*9 %) 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 section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau nucléaire »).

Le réacteur EPR n° 1 de la centrale de Taishan a engagé son 2e cycle après rechargement partiel de son combustible fin septembre 2020. Le suivi du réacteur a progressivement fait apparaître une évolution atypique des paramètres radiochimiques conduisant à soupçonner que des crayons constituant les assemblages de combustible étaient devenus inétanches.

Selon le résultat de l'inspection des assemblages combustible et de la cuve du réacteur, l'origine de l'inétanchéité des crayons d'assemblages combustible serait liée à une dégradation de la gaine des crayons par un phénomène d'usure mécanique, localisée en partie basse du crayon. Par ailleurs, un phénomène localisé entre les assemblages et un composant enveloppant le cœur a été identifié qui serait lié à des sollicitations hydrauliques. Des études sont en cours sur ces phénomènes et leurs impacts potentiels.

Le dossier de redémarrage du réacteur n° 1 de Taishan est en cours d'instruction. Dans ce contexte, il existe un risque de retard dans le redémarrage du réacteur. L'unité 2 a fait l'objet d'une visite programmée, avec rechargement du fuel, qui s'est terminée en juin 2021.

Par ailleurs, 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. Un tarif temporaire avait été fixé 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. Les autorités chinoises ont engagé des consultations avec les parties concernées en vue de définir les conditions tarifaires applicables à partir de 2022 aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. Début 2022, la décision n'a pas encore été prise 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 suffisants, le montant des dividendes attendus par EDF serait revu à la baisse ce qui pourrait entraîner la nécessité d'une dépréciation de l'actif [2].

3. Hinkley Point C - EPR (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 en 2021 (voir section 1.4.5.1.2.5 « Royaume-Uni – Division Nouveau Nucléaire »), Cependant le projet a été marqué par :

- une performance du génie civil inférieure à l'attendu ;
- des retards liés aux impacts persistants de la crise sanitaire ;
- des tensions sur le marché mondial des matériaux de construction ; et
- l'impact du Brexit.

(1) Voir le communiqué de presse du 11 janvier 2022.

(2) La valeur de la quote-part de capitaux propres de TNPJVC à fin 2020 dans les comptes d'EDF est de 1 125 millions euros – voir note 12 de l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021.

Il y a un risque que ces facteurs continuent d'avoir un impact sur l'avancement de la construction et la chaîne d'approvisionnement. Des plans d'actions sont en cours pour rattraper les retards et améliorer la performance du génie civil et du montage électromécanique. Le respect du planning et du coût à terminaison (voir section 1.4.5.1.2.5 « Royaume-Uni – Division Nouveau Nucléaire ») nécessite que ces actions produisent les effets escomptés. Cependant, dans ce contexte, les risques relatifs au calendrier et aux coûts à terminaison ont encore augmenté en 2021. Ils sont aujourd'hui très élevés.

Le TRI du projet HPC est sensible :

- à l'inflation et l'évolution des prix du marché de l'électricité au-delà de la durée du CFD.0,1 % d'inflation a un impact de 0,1 % sur le TRI d'HPC. Une évolution du prix de l'électricité de £+10/MWh post CFD a un impact de 0,1 % sur le TRI d'HPC ;
- aux impacts des accords entre EDF et CGN qui comportent un mécanisme de compensation entre les deux actionnaires en cas d'écart par rapport au budget initial des coûts ou de retards. Compte tenu du planning actuel et des prévisions de coût à terminaison, ce mécanisme est applicable et sera déclenché le moment venu ;
- au risque de non-contribution par CGN de *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.

Compte-tenu des difficultés rencontrées par le projet notamment sur le génie civil et les travaux mariti mes, et de l'accroissement des risques tels que le conflit ukrainien, le Brexit, le COVID, la perturbation des chaînes d'approvisionnement et l'inflation, une nouvelle revue complète visant à mettre à jour les estimations des coûts et du calendrier annoncées en janvier 2021 [1] est en cours et doit être finalisée d'ici l'été 2022.

c3) Maîtrise des projets à venir

1. Renouvellement parc nucléaire en France – EPR2 (voir section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets – Nouveau Nucléaire »)

Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie adoptée par décret du 21 avril 2020. Le contrat de filière, signé le 28 janvier 2019 par l'État et le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN), comporte un volet relatif à la préparation des capacités industrielles nécessaires à la réalisation d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France.

Conformément à ces orientations, le gouvernement a demandé 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, avec la filière nucléaire, a remis à l'État, en mai 2021, un dossier de propositions économiques et industrielles pour le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs en France. Ce dossier, basé sur la technologie EPR2, détaille quel pourrait être le cadre régulatoire et de financement d'un tel programme. Il repose sur l'exécution d'un programme de trois paires d'EPR 2 successivement à Penly, à Gravelines et sur un troisième site en bord de rivière dans la région Auvergne Rhône Alpes (Bugey ou Tricastin), tout en poursuivant l'analyse de faisabilité sur d'autres sites nucléaires.

Cette offre a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Par ailleurs, RTE a rendu publique le 25 octobre 2021 son étude « Futurs énergétiques 2050 » qui analyse les évolutions possibles de la consommation d'électricité en France et détaille six scénarios de mix électriques pour atteindre la neutralité carbone en 2050. L'étude indique clairement qu'un mix électrique comprenant un socle significatif de nucléaire est préférable aux autres scénarios.

Le principal enjeu est donc désormais de réunir au plus tôt les conditions permettant la décision d'engager le programme et sa traduction dans le cadre juridique et financier nécessaire à son exécution.

Cela passe par 3 actions préalables principales :

- structuration du programme, en particulier le schéma de financement, de régulation et de gouvernance sur lequel l'État et EDF ont vocation à s'engager ;
- notification du dispositif de structuration du programme auprès de la Commission européenne au regard de la réglementation en matière d'aide d'État ;
- consultation publique sur le programme et sur le site qui accueillerait les premières constructions. La prise en compte des conclusions de cette concertation est un élément constitutif du dossier de Demande d'autorisation de création (DAC) que l'exploitant nucléaire doit soumettre aux autorités administratives en vue du lancement de la construction d'une nouvelle installation nucléaire.

Pour réunir les conditions d'une décision d'engagement, EDF travaille désormais avec les pouvoirs publics sur plusieurs points, notamment :

- la préparation des concertations publiques à venir, notamment la concertation à tenir sur le site qui accueillerait les premières constructions. La prise en compte des conclusions de cette concertation est un élément important du dossier de Demande d'autorisation de création (DAC) qui doit être soumis aux autorités administratives au gouvernement avant le lancement de la construction d'une nouvelle installation nucléaire ;
- la structuration nécessaire à la mise en œuvre d'un tel programme qui est essentielle pour EDF. Plusieurs schémas organisationnels, réglementaires et financiers sont en cours d'instruction avec l'État ; l'implication de celui-ci dans le financement du programme devrait être par ailleurs soumise à l'accord de la Commission européenne.

2. Sizewell C (Royaume-Uni)

La description du développement du projet Sizewell C en 2021 figure section 1.4.5.1.2.5. La capacité d'EDF à prendre la décision finale d'investissement aux côtés d'autres investisseurs et à contribuer au financement de la phase de construction est conditionnée par, notamment :

- des fonds suffisants pour financer les coûts de développement jusqu'à la décision finale d'investissement ;
- un cadre de régulation, un mécanisme de partage des risques et un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (GSP) permettant à des investisseurs privés (dette et fonds propres) d'investir ;
- une structure de financement appropriée pour la phase de construction et d'exploitation avec suffisamment d'investisseurs désireux d'investir dans le projet. Ce serait la première fois au Royaume-Uni qu'un actif nucléaire serait mis sur le marché dans le cadre d'une base d'actifs régulée et l'obtention d'une notation de crédit de qualité par les agences de notation est un prérequis ;
- un accord avec les fournisseurs sur les principaux contrats de construction et d'exploitation ;
- l'obtention des autorisations et agrément requis, notamment l'autorisation d'aménagement (DCO), la licence de site nucléaire et les permis environnementales ;
- la capacité à déconsolider dans les comptes du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) après la décision finale d'investissement.

Ainsi, le projet poursuit sa stratégie de réplication du design d'HPC la plus étendue possible, en particulier avec les fournisseurs, et d'utilisation des enseignements d'HPC.

La non-obtention de ces conditions pourrait conduire le Groupe à ne pas prendre la décision finale d'investissement.

Les principales actions de maîtrise pour créer les conditions favorables à la décision portent notamment sur :

- des discussions en cours avec le Gouvernement britannique pour définir les conditions de financement du projet et pour obtenir un soutien financier avant la décision d'investissement ;
- des travaux avec les acteurs de la chaîne d'approvisionnement afin de développer une stratégie contractuelle adaptée, intégrant notamment la stratégie de réplication ;
- une révision détaillée du coût et du planning ;
- la finalisation des études pour obtenir les autorisations d'aménagement, les licences et permis requis.

3. Jaitapur (Inde)

Fin 2018, EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL par laquelle 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 de la technologie EPR.

Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans le projet et 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. En avril 2021, une offre technico-commerciale engageante a été transmise et les discussions se poursuivent. (voir section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets – Nouveau Nucléaire » et section 1.4.5.3.6.2 « Asie du Sud-Est et du Sud »).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 janvier 2021 « Actualisation du projet Hinkley Point ».

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 signature des contrats finaux.

C4) Actions de maîtrise spécifiques à Framatome

Framatome peut 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. La performance industrielle de Framatome est stratégique pour EDF Exploitant nucléaire en France et au Royaume-Uni.

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.

4D - Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles

Résumé : Le Groupe est exposé à la continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles avec ses fournisseurs ainsi qu'aux variations de prix et de disponibilité des matières, des matériels ou des prestations qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers. Ces risques peuvent être exacerbés par les conflits opposant les nations ou les blocs de nations entre elles, 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.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Risques principaux

Accès à des matières ou produits critiques pour le Groupe

Les besoins du Groupe peuvent s'exercer sur des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, de par notamment la structure et l'évolution de l'offre industrielle ou 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. Les fluctuations de prix et de disponibilité de certaines matières premières ou produits structurants dans la constitution des prix de l'électricité et des services énergétiques peuvent affecter les capacités d'approvisionnement et les résultats du Groupe. 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 ou différer leur réalisation. Le développement des usages, notamment liés 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 Sélenium 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 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 des 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. Les restructurations observées au niveau des grands groupes (GE, ABB, ENGIE, Rolls-Royce, Bilfinger…), dont certains sous la pression de fonds minoritaires activistes, peuvent également avoir une incidence sur la qualité, la continuité opérationnelle des contrats en cours, ou le coût des services rendus et des produits livrés. Mais au-delà des grands groupes, ce sont les petites et moyennes entreprises françaises qui représentent l'essentiel du tissu industriel de fournisseurs. Celles-ci ont jusqu'à présent relativement bien résisté à la crise Covid. Les plus impactées l'ont été du fait de leur exposition aux secteurs aéronautique, pétrolier ou automobile plutôt qu'au secteur nucléaire, ce dernier ayant continué à assurer une activité soutenue grâce aux grands projets de maintenance en cours en France notamment. Toutefois la tendance d'une fragilisation sur le plan financier, observée depuis une dizaine d'années, 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 certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre.

À cet égard des décisions ont été prises en octobre 2018 par le Département de l'Énergie Américain (« US DoE ») relative à la coopération nucléaire civile avec la Chine vers CGN, et en août 2019 par le Département du Commerce Américain (« US DoC ») plaçant 4 entités du groupe CGN sur la liste des entités soumises à restrictions (*entity list*). Ces décisions concernent notamment les transferts de biens et technologies américains, en particulier à double usage, vers CGN, partenaire d'EDF, notamment dans ses projets de nouveau nucléaire au Royaume-Uni. En conséquence de ces décisions, le transfert des biens et technologies à destination des entités visées, et pour le périmètre technique les concernant au titre des décisions, doit faire l'objet d'une autorisation préalable spécifique de la part des juridictions US compétentes, une telle autorisation faisant l'objet d'une présomption de refus.

Le Département de la Défense américain a également publié en juin 2020 une liste d'entités, dont CGN, présumées appartenir ou être affiliées à l'armée chinoise. Ce risque géopolitique est également présent au Royaume-Uni.

Face à ces mesures, la République populaire de Chine a promulgué sa première loi intégrée en matière de contrôle des exportations de biens et technologies sensibles (décembre 2020), ainsi qu'une « loi de blocage » à l'encontre des décisions, en particulier américaines, à portées extraterritoriales (janvier 2021).

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.

(1) Le thème de l'approvisionnement en uranium n'est pas considéré ici et est abordé dans le risque 5D Maîtrise du cycle du combustible.

De plus, les ambitions du plan excell lancé en 2020 (voir 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 qualification des fournisseurs, en tenant compte des enjeux « Éthique et droits humains » et « Développement territorial » de la RSE (voir sections 3.3.2 et 3.4.2), ainsi que l'amplification des modalités 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[1] 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*, elle-même rattachée au Secrétaire Général, 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 les USA 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 dans le cadre de l'organisation de ses projets nucléaires, en particulier au Royaume-Uni.

4.1.2 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. 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 avoir pris 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, journée d'arrêt du 7 octobre 2021 pour mener des réflexions collectives face à la persistance d'accidents mortels (voir section 3.3.1.3 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants »).

4.1.3 Atteintes au patrimoine, notamment actuelles 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 : ●● Intermédiaire

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 un outil informatique permettant de collecter les incidents de sécurité. Cette politique et procédure ont été actualisées en 2021 pour tenir compte de l'évolution des menaces. Ces politiques et procédures s'appuie sur un réseau de Responsables Sécurité du Patrimoine (RSP) membre des codirs d'entités.

Les principales actions engagées en 2021 au titre de la protection du patrimoine sont :

- animation du réseau des RSP, une formation des nouveaux RSP, des lettres (DSIE@eDF), des appuis à la demande (ex. : sécurité des locaux, projet à l'étranger et sécurité…) et des animations sur les sujets d'actualité (IGI 1300 et protection du secret, nouvel outil de collecte des incidents de sécurité…) ;
- rédaction d'une nouvelle version de la politique Groupe Sécurité du patrimoine face à la malveillance et proposition au Comex d'une liste de 10 informations « confidentielles Groupe » ;
- réalisation d'un e-learning sur la politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance ;
- actualisation des procédures EDF déclinant la politique Groupe Sécurité du patrimoine, notamment les notes Classification et Protection des Informations, la procédure des déclarations des incidents de sécurité. Mise en service de la nouvelle application de collecte des incidents de sécurité. Nombreux outils et réunions de la conduite du changement de l'ancien vers le nouvel outil ;
- participation au pilotage de la mise en œuvre des directives NIS et de la LPM en lien avec l'ANSSI, la DSIG et les entités ;
- contribution à la mise en place des obligations liées à la nouvelle version de l'IGI 1300, instruction impliquant des évolutions importantes pour le Groupe :
  - › participation à la finalisation des notes ministérielles de l'IGI 1300 avec le MTE et les autres opérateurs concernés,
  - › rédaction des notes internes d'application de l'IGI,
  - › accompagnement les entités dans la mise en œuvre de cette instruction en s'assurant de la bonne mise en œuvre de l'ensemble des obligations réglementaires ;
- mise en place d'une formation avec la DGSI et la DRHG sur la radicalisation et le fait religieux en entreprise à destination de DRH, de managers et de juristes

(1) Le Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire, créé en juin 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.

(un webinar est en cours d'élaboration) ;

- contribution à la prise en compte des dossiers « Sécurité du Patrimoine » dans les développements des applications SI... ;
- contribution à la 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, développement du télétravail, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation, etc.).

Les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, 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 causer des interruptions de 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 du Patrimoine face à la malveillance et une politique Sécurité des systèmes d'information afin de prévenir ces risques et d'en limiter les impacts en cas d'agression. Ces politiques sont complétées par une instruction relative à la protection des données personnelles.

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, Responsables sécurité SI...) sont proposées aux salariés. Un *reporting* relatif à la maîtrise du risque cybersécurité est assuré auprès du Comex et Comité d'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, un *reporting* mensuel des incidents de sécurité SI est réalisé par le SOC Groupe (*Security Operational Center*) d'EDF. Le SOC Groupe a d'ailleurs effectué une démarche de qualification auprès de l'ANSSI qui a rendu un avis favorable en aout 2021 (https://www.ssi.gouv.fr/uploads/2021_2047_np.pdf).

En 2021, 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 ;
- le déploiement d'un e-learning « Passeport cybersécurité » accessible à tous (y compris les filiales) et rendu obligatoire pour tous les dirigeants et managers du Groupe en France ;
- le déploiement de campagnes de faux hameçonnage au sein des entités du Groupe (plus de 60 000 personnes ciblées en 2021) ;
- le renforcement de la fonction opérationnelle cybersécurité : renforcement du CERT (*Computer Emergency Response Team*), mise en place d'un nouveau modèle du SOC (*Security Operations Center*), professionnalisation des équipes d'appui cyber au sein des directions et filiales, qui contribuent aux activités du CERT et mettent en œuvre les actions demandées ;
- un suivi Groupe de la remédiation des failles de sécurité informatique les plus critiques ;
- la poursuite du déploiement et de l'évaluation, au sein des entités, d'un référentiel de sécurité basé sur les règles de l'Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information ;
- la publication périodique d'un tableau de bord à destination du Comex reflétant le niveau de cybersécurité du Groupe.

De plus des exercices de crise SI et cybersécurité sont régulièrement réalisés en vue d'éprouver les différents dispositifs mis en place.

2.2 – Gestion de 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.

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 section 3.3.1 « 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 de ses barrages. 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 dix ans ou quinze 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 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.

4F - Risque de *black-out*

Résumé : Des coupures de courant répétées dans l'alimentation des clients ou un *black-out*, un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient en partie imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Criticité : ● **Modérée**

a) Risques principaux

Le Groupe pourrait être confronté à des coupures de courant répétées, voire à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causés se produisait sur un réseau non exploité par EDF ou était imputable à un autre acteur.

Les causes des coupures de courant peuvent être diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade, problèmes d'interconnexion, retards dans les investissements et adaptations nécessaires dans les réseaux pour accompagner les besoins induits par la transition énergétique et écologique, difficulté à coordonner les acteurs notamment dans un marché dont la régulation serait insuffisante ou en évolution. Une crise externe, telle que la crise sanitaire de la Covid peut, par les perturbations qu'elle génère, constituer un facteur de risque aggravant.

De telles ruptures d'alimentation pourraient avoir en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière ou la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être en partie imputable.

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. 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 contribuer au bon fonctionnement du mécanisme de capacité.

4G - Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité

Résumé : Le Groupe exploite des installations pour lesquelles des accidents pourraient, en cas de défaillance de la sécurité industrielle, 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 courant, peuvent, pourront ou ont pu être à l'origine d'incidents ou d'accidents industriels donnant lieu à des impacts environnementaux (risques de pollution de l'air, des sols, de l'eau) ou sanitaires.

Par ailleurs, toutes les installations et projets du Groupe sont concernés par les questions de biodiversité et, plus généralement, les écosystèmes en particulier sur les thématiques températures et prélèvement d'eau en lien avec le changement climatique, notamment en France où EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance.

L'enjeu est d'autant plus important que la transition énergétique introduit de nouvelles exigences ou des exigences renforcées en matière de protection de la biodiversité, de maîtrise de la pollution et d'impact sur l'ensemble du patrimoine environnement.

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.

Le Groupe possède 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.

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 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ». Les risques spécifiques aux installations hydrauliques sont détaillés au 4E ci-dessus.

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, et remettre en cause la capacité du Groupe à répondre aux enjeux RSE du Groupe sur la biodiversité (cf. section 3.5.2.1.).

b) Actions de maîtrise

Les études de maîtrise de risques réalisées sur chaque site industriel 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. De plus, elles intègrent des mesures d'évitement en cas de situations accidentelles. À ce titre, le retour d'expérience de l'incendie survenu le 26 septembre 2019 à l'usine Lubrizol, classée Seveso, de Rouen sera 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 s'engage par ailleurs en faveur de la biodiversité à travers ses enjeux de responsabilité sociétale d'entreprise relatifs à la préservation des ressources de la planète (voir la section 3.2).

2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires

5A - 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 mise à niveau du parc en 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 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 au-delà de 40 ans.

Le 15 décembre 2021, EDF a annoncé avoir détecté des phénomènes dits de « corrosion sous contrainte » à proximité de soudures des tuyauteries 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. Ces phénomènes engendrent des arrêts et des contrôles non prévus et ont un impact important sur la production nucléaire dont les conséquences à moyen terme sont difficiles à évaluer.

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 (Voir section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France »).

Suite à la décision de l'État d'arrêter par anticipation la centrale nucléaire de Fessenheim, les 2 réacteurs ont été définitivement arrêtés en 2020.

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 8 ans environ en moyenne, et l'objectif pour la centrale REP est de poursuivre son fonctionnement durant 20 ans après les 40 ans actuellement prévus (voir section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). Les deux réacteurs de Dungeness ont été définitivement arrêtés le 7 juin 2021, ceux de Hunterston B respectivement le 26 novembre 2021 et le 7 janvier 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 section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »).
- 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 du palier N4. Les contrôles préventifs réalisés ont fait apparaître des indications similaires sur d'autres réacteurs. La réalisation des contrôles, pour partie destructifs, l'instruction de solutions techniques et leur déploiement ont conduit EDF, en concertation avec l'ASN, à établir en février 2022 une liste priorisée des réacteurs sur lesquels des contrôles seront repris avec des moyens optimisés et la prise en compte du retour d'expérience

La liste des tuyauteries potentiellement concernées par ces indications n'est pas encore arrêtée. Ainsi, le programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte constitue la matérialisation d'un risque majeur en termes de production nucléaire. Il a conduit le Groupe à revoir son estimation de production nucléaire pour 2022 et 2023. A date, le Groupe n'est pas en capacité d'analyser les impacts au-delà de 2023 [1].

Les contrôles pourraient être encore étendus au sein du parc nucléaire, en étroite concertation avec l'ASN. Ils pourraient se traduire par de nouvelles investigations et entraîner des réparations potentiellement longues et coûteuses.

- Pour chaque réacteur, lors des réexamens périodiques, l'ASN se prononce sur les dispositions prises par l'exploitant et peut édicter des prescriptions complémentaires. Des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans. Ces études, qui s'appuient sur les données disponibles en France, mais également à l'international, permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement en cours d'instruction, 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 les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique, l'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs du réexamen et que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour dix 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 très ambitieux, 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 35e année de fonctionnement seront soumises, réacteur par réacteur, après enquête publique, à autorisation de l'ASN. Pour Tricastin 1, dont la VD4 (tête de série) s'est terminée par le recouplage le 23 décembre 2019, le rapport de conclusions de réexamen périodique (RCR) a été transmis en février 2020, et fera l'objet d'une enquête publique du 13 janvier au 14 février 2022, après publication de l'avis ASN générique sur la VD4. L'avis ASN sur le RCR Tricastin 1 devrait être émis fin 2022. À fin 2021, les VD4 des réacteurs de Tricastin 1, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 sont terminées et les VD4 de Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1 sont en cours. Chacun des avis ASN est susceptible de comporter des demandes spécifiques au site en complément des prescriptions de l'avis générique avec un impact sur la charge industrielle et les coûts.

(1) Voir les communiqués de presse d'EDF des 7 et 11 février 2022.

(2) Quatre réacteurs aux États-Unis ont obtenu une licence d'exploitation jusqu'à 80 ans. Pour six autres la demande de licence est en cours d'instruction. 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).

- 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'extension de la durée de fonctionnement de certains réacteurs de 900 MW ne soit pas autorisée 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 1300 MW (voir note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021). Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté 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 (ASN). 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. D'éventuels retards induits par la crise sanitaire pourraient également ne pas permettre de finaliser les travaux dans les délais prescrits. De plus, le Groupe pourrait ne pas obtenir de la part des autorités compétentes la poursuite de fonctionnement escomptée. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de prolongation de la durée 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.
- Enfin, l'atteinte des objectifs d'exploitation et la réussite des projets de maintenance, y compris des projets du Grand Carénage, pourraient encore être affectées par la crise sanitaire si celle-ci devait s'aggraver ou perdurer.

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'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 que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.
- L'analyse en cours du vieillissement du graphite du réacteur RAG (réacteur avancé à gaz) peut entraîner une indisponibilité prolongée ou un arrêt anticipé des réacteurs. La fissuration du graphite soumis à l'irradiation doit être surveillée attentivement, avec des inspections réalisées régulièrement, et contrôlées par l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR), pour garantir une connaissance suffisante du cœur afin de justifier la poursuite du fonctionnement. Comme suite aux décisions prises en août 2020 et novembre 2020, la centrale d'Hunterston B a été définitivement arrêtée le 7 janvier 2022 tandis que la centrale d'Hinkley Point B cessera définitivement sa production au plus tard en juillet 2022. À l'issue d'un réexamen des durées de vie des réacteurs RAG, réalisée en décembre 2021, les dates prévisionnelles d'arrêt définitif de Heysham 2 et Torness ont été avancées de 2030 à mars 2028.
- 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 nombreuses difficultés techniques rencontrées le niveau futur de production des réacteurs RAG actuellement en service est très incertain.

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.
- 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 des projets Start 2025 et Grand Carénage (voir section 1.4.1.1.2.1).

La vérification de sûreté effectuée 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 et 4 en 2021, 5 en 2022) et l'accroissement de la charge induite sur le tissu industriel fait 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 section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).

Concernant le phénomène de corrosion sous contrainte, EDF poursuit la définition d'un plan de contrôles à l'échelle du parc nucléaire, avec l'objectif de les réaliser d'ici la fin de l'année 2022, à l'occasion d'arrêts programmés pour maintenance et renouvellement du combustible de plusieurs réacteurs du palier 1300 MW et du palier 900 MW, notamment ceux qui sont en visite décennale. EDF poursuit ses études pour compléter ses connaissances sur le phénomène et a engagé le développement de nouveaux moyens de contrôle par ultrason permettant de mesurer la profondeur des fissures. Il prévoit de contrôler ses réacteurs avec ces nouveaux moyens à compter de septembre 2022 et ce jusque fin 2023. Les contrôles pourraient être encore étendus au sein du parc nucléaire, en étroite concertation avec l'ASN, et se traduire par un plan d'actions en supplément des actions de maintenance déjà programmées.

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.

2.3 – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des financements associés

Résumé : Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de déconstruction des installations nucléaires 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, pourraient s'avérer insuffisantes. En particulier, la déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est prévu. En outre, ces opérations doivent répondre à l'enjeu de la RSE relatif à la gestion des déchets et à l'économie circulaire.

Le montant des actifs dédiés en France constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourrait s'avérer insuffisant en cas de révision à la hausse des provisions associées ou en cas d'évolution défavorable de la valeur des actifs dédiés. Dans un tel cas, ce montant devrait être complété, ce qui aurait un impact négatif sur le cash-flow, les résultats et les perspectives du Groupe.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Déconstruction

Les opérations de déconstruction en cours en France (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ») concernent les centrales qui ont été construites et exploitées et sont désormais définitivement arrêtées, y compris la centrale Superphenix et celle de Fessenheim définitivement arrêtée en 2020. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur rapide refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi 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 le 7 juin 2021, ceux de Hunterston B respectivement le 26 novembre 2021 et le 7 janvier 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 « Production nucléaire »). En 2019, EDF Energy et le gouvernement britannique (BEIS) ont entamé des discussions en vue de préciser les conditions de mise en œuvre de ces accords, notamment la définition des coûts de démantèlement à recouvrer par EDF Energy auprès du Nuclear Liabilities Fund ainsi que les conditions d'exercice par les autorités britanniques de l'option qu'elles détiennent d'acquérir les centrales nucléaires à l'issue de la phase de déchargement du combustible. En juin 2021 un accord a été conclu avec le gouvernement, qui précise le rôle d'EDF Energy pour la phase d'évacuation du combustible, comment et quand les coûts seront recouvrés, 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 déconstruction 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.
- 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 du Groupe ; les estimations de coûts comportent donc des risques qui sont notamment associés à cet effet d'échelle.
- Le calendrier et le coût des travaux sont dépendants des autorisations administratives et de la disponibilité, au moment nécessaire, des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement, au traitement ou à l'entreposage des colis de déchets.
- Les incertitudes et aléas techniques, industriels ou administratifs pouvant affecter les projets de déconstruction et la gestion des déchets pourraient avoir des répercussions sur le montant des provisions actuellement constituées. En outre, l'évaluation du montant de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues de coûts, de planning, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi qu'à toute évolution de la réglementation, concernant en particulier le périmètre des charges à couvrir. Le montant de ces provisions, conformément au Code de l'environnement, fait l'objet d'un contrôle par l'autorité administrative, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.

  Ces incertitudes et aléas pourraient conduire à une révision significative des montants provisionnés, et les provisions constituées pourraient ne pas couvrir les coûts effectivement constatés le moment venu. La non-maîtrise du montant des dépenses, de l'échéancier de réalisation et des provisions financières relatives aux opérations de déconstruction d'installations nucléaires dont le Groupe est responsable, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).
- 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

- Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz A permet de rendre robustes autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement et de Fessenheim (centrales de « deuxième génération »).
- Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes aux provisions (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).
- L'audit de 2020-2021 de la DGEC sur les installations arrêtées à fin 2019, a conclu 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 1er 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.

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 déconstruction 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).

A ce titre EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets. 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 activité et à vie longue et sur les travaux menés en 2006 avec l'ANDRA, les pouvoirs publics et les autres producteurs de déchets radioactifs (voir note 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Un centre de stockage dédié aux déchets à Faible Activité et Vie longue (FAVL), dont le graphite, 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 section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Au Royaume-Uni, les accords conclus avec les autorités (voir section 1.4.5.1.2.2 « 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 ou producteur de déchets radioactifs, au sens de la législation applicable aux déchets, la responsabilité du Groupe pourrait être engagée, en particulier en cas d'accident avec dommage aux tiers ou à l'environnement en lien avec les combustibles usés ou les déchets. Le Groupe peut être tenu responsable même si ces produits sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe, en particulier, en France, par le groupe Orano et l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA).
- Tous les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue du Groupe pourraient ne pas constituer des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article L. 542-1-1 du Code de l'environnement. Dans ce cas, ces déchets pourraient ne pas pouvoir être directement stockés en couche géologique profonde, d'autant que l'ordonnance nucléaire du 10 février 2016 prise en application de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, prévoit un pouvoir de requalification des matières radioactives en déchets radioactifs et inversement par l'autorité administrative. Le Groupe n'a pas non plus la maîtrise du délai de délivrance par les pouvoirs publics des autorisations permettant un tel stockage ultime, ni des prescriptions techniques. Ceci est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, sur la responsabilité et sur les coûts qui en résulteront pour EDF.
- Les réserves qui subsistent et l'instruction qui est menée pour l'obtention par l'ANDRA de l'autorisation de création du stockage géologique à partir de 2022 pourraient conduire à une révision des provisions pour la gestion à long terme des déchets radioactifs.
- Une actualisation des provisions pourra être rendue nécessaire en fonction des conclusions des études menées dans le cadre du PNGMDR relatives au stockage des déchets FAVL.
- 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 a en particulier été consolidée 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 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 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 graphite, le Groupe participe, 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, des dispositions sont mises en place pour la gestion du combustible usé des réacteurs RAG et REP :
  - 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 en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 présente les montants des charges aux conditions économiques à fin 2021 ainsi que les provisions correspondantes relatives à :

- la déconstruction du parc nucléaire de production d'électricité en France ;
- aux derniers cœurs ;
- à la gestion à long terme des déchets et de la reprise et du conditionnement des déchets.

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 2021 présente les mêmes éléments pour Framatome et de Cyclife France (ex-SOCODEI) et leurs installations nucléaires de base en France.

La note 15.1.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 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 2021.

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 section 1.4.5.1.2.2 « 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 (voir note 15.1.2 et 17.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).
- 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

(1) Coût économique 2011 (voir note 28.2 de l'annexe des comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF [1], ou européennes, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dedies et avoir une incidence significative sur la situation financière d'EDF.

- Bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des regles 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 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.

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 1er juillet 2020 ;
- le Comité de gestion opérationnel du portefeuille d'actifs dédiés ;
- le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) du Conseil d'administration.

5C - 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 section 3.3.1 « Santé et sécurité de tous »). Cette responsabilité est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Parc Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées qui, eux-mêmes, subdéléguent 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 en section 2.1.2.6 « 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 1er 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 en cas d'accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros en cas d'accident nucléaire en cours de transport. 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 [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

(1) 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.

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.

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 section 1.4.1.1.4.3).

3D - Maîtrise du cycle du combustible

Résumé : En complément de la maîtrise de la sûreté nucléaire (risque 5C), de l'exploitation des installations nucléaires existantes (risque 5A) et des projets de nouveau nucléaire (risque 4A), le Groupe est exposé, dans les activités nucléaires, à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

·2

a) Contexte

Une part e 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 combustible 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 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021) 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 section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Ces provisions représentent une dizaine 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 202[1] 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 2021 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 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 ; dans le droit fil de la gestion de la crise « gilets jaunes », la pandémie COVID-19 a été bien anticipée et n'a pas perturbé les transports, mais nous a rappelé que l'équilibre reste fragile.

Compte tenu de la 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 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV » (abandon du projet de réacteur à neutrons rapides ASTRID), le cycle du combustible, pourrait être remis en cause. Cela pourrait avoir 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 devrait être réévalué si les conditions du renouvellement de ce contrat se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

Les contrats conclus, en France et à l'international, pourraient ne pas apporter une protection suffisante contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. A l'échéance de ces contrats, Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

c) Actions de maîtrise

La stratégie de maîtrise du risque lié à l'approvisionnement consiste à sécuriser progressivement le portefeuille au moyen de contrats longs termes compétitifs 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 par des plafonds / planchers, 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 prevention 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 d'une piscine d'entreposage de combustible usé de grande capacité sera mise en service par EDF en 2034 sur le site Orano de la Hague (voir 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 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 IV.

(1) WANO : World Association of Nuclear Operators.
(2) OSART : Operational Safety Analysis Review Team, AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique.

48 gCO_2/kWh

INTENSITÉ CARBONE GROUPE [illegible]

67 %

TAUX DE RÉALISATION DANS « ACT4NATURE INTERNATIONAL » [illegible]

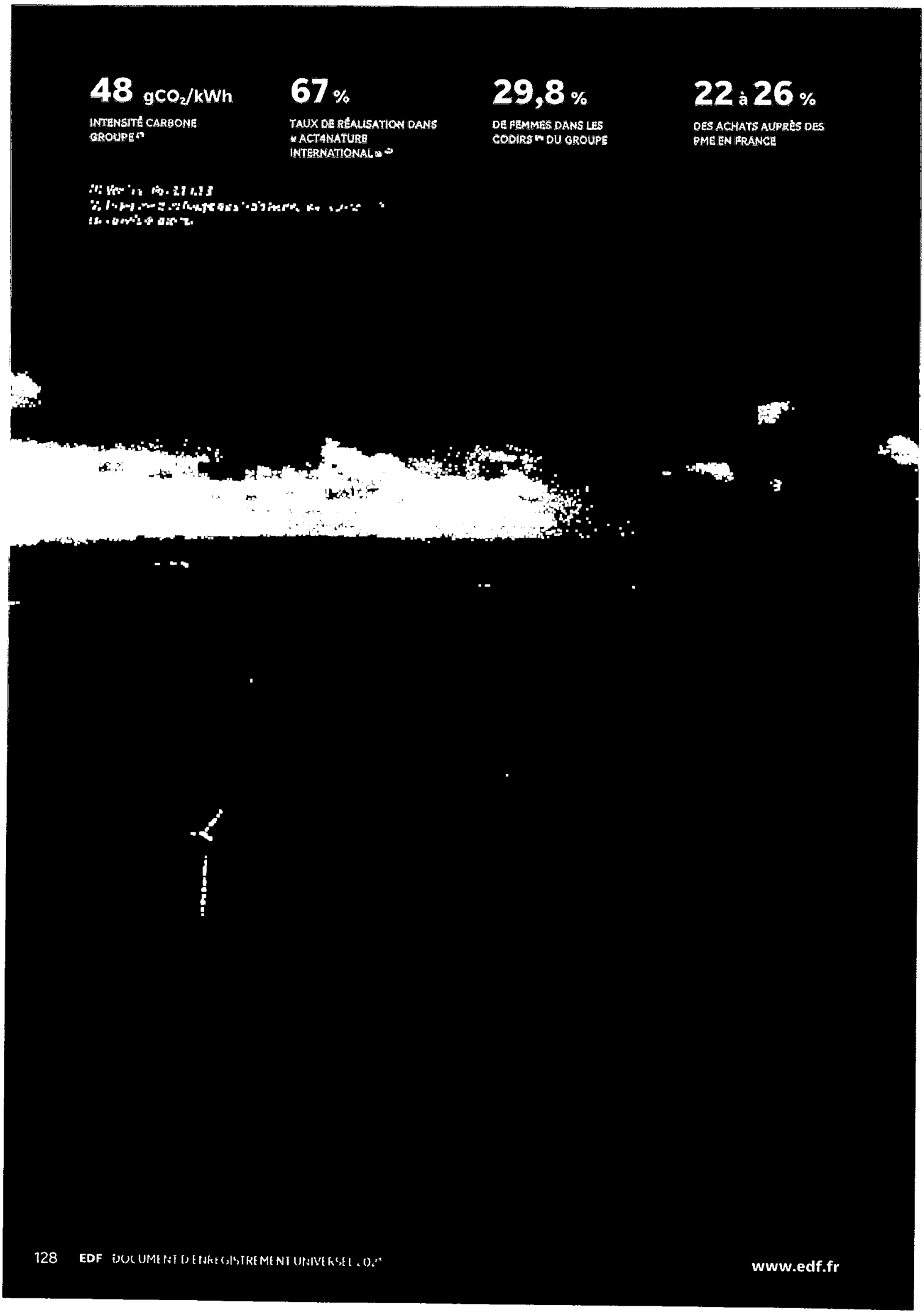
29,8 %

DE FEMMES DANS LES CODIRS [illegible] DU GROUPE

22 à **26** %

DES ACHATS AUPRÈS DES PME EN FRANCE

[illegible]



3 PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE

ENJEUX ET ENGAGEMENTS DE RESPONSABILITÉ SOCIÉTALE 130

16 enjeux RSE prioritaires 130

3.1 NEUTRALITÉ CARBONE ET CLIMAT 134

3.1.1 Trajectoire carbone du Groupe 134
3.1.2 Adaptation au changement climatique 142
3.1.3 Gouvernance climatique d'EDF 144
3.1.4 Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants 151

3.2 PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE 158

3.2.1 Biodiversité 158
3.2.2 Gestion responsable du foncier 165
3.2.3 Gestion intégrée et durable de l'eau 167
3.2.4 Déchets et économie circulaire 171

3.3 BIEN-ÊTRE ET SOLIDARITÉS 177

3.3.1 Santé et sécurité de tous 177
3.3.2 Éthique, conformité et droits humains 183
3.3.3 Égalité, diversité et inclusion 192
3.3.4 Précarité énergétique et innovation sociale 202

3.4 DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE 206

3.4.1 Dialogue et concertation avec les parties prenantes 206
3.4.2 Développement territorial responsable 210
3.4.3 Développement responsable des filières industrielles 220
3.4.4 Numérique responsable 224

3.5 GOUVERNANCE DE LA RSE 226

3.5.1 Politiques Groupe 226
3.5.2 Instances de gouvernance de la RSE 226
3.5.3 Dialogue social 227
3.5.4 Leviers de transformation 229

3.6 MÉTHODOLOGIE 233

3.6.1 Principes 233
3.6.2 Périmètres 2021 233

3.7 NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE 234

3.8 ANNEXES ET RAPPORT DE L'ORGANISME TIERS INDÉPENDANT 235

3.8.1 Contribution aux Objectifs de développement durable de l'ONU 235
3.8.2 Conformité aux meilleurs standards internationaux 236
3.8.3 Précisions sur la taxonomie 237
3.8.4 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière 246

3.9 PLAN DE VIGILANCE 250

3.9.1 L'engagement RSE du groupe EDF et son référentiel devoir de vigilance 250
3.9.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes 252
3.9.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance 252
3.9.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe 253
3.9.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2021 253
3.9.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation 254
3.9.7 Système d'alerte du Groupe 262
3.9.8 Dispositifs de suivi 262

Enjeux et engagements de responsabilité sociétale

En cohérence avec sa raison d'être, 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.

16 enjeux RSE prioritaires

Les enjeux RSE prioritaires du groupe EDF fondent l'action que le Groupe mène en matière de performance ESG [2]. Il s'agit de sujets extra-financiers à enjeu, c'est-à-dire présentant des risques et/ou des opportunités pour le Groupe et ses parties prenantes. Pour les cartographier, EDF s'appuie depuis sept ans sur une analyse de double matérialité. Elle permet d'identifier, sélectionner et hiérarchiser les principaux enjeux extra-financiers, par le croisement du point de vue des parties prenantes externes (clients, investisseurs, agences de notation extra-financière, pouvoirs publics, etc.) avec celui du Groupe.

Face aux évolutions de contexte, la première analyse de double matérialité a été réalisée en 2014, puis révisée en 2018. L'analyse a été réalisée avec l'appui d'un cabinet d'expertise 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, le groupe EDF a formulé sa raison d'être, adoptée par l'Assemblée générale à 99,99 %, et portée dans les statuts de l'entreprise : « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 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 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 du groupe EDF :

Neutralité carbone et climat

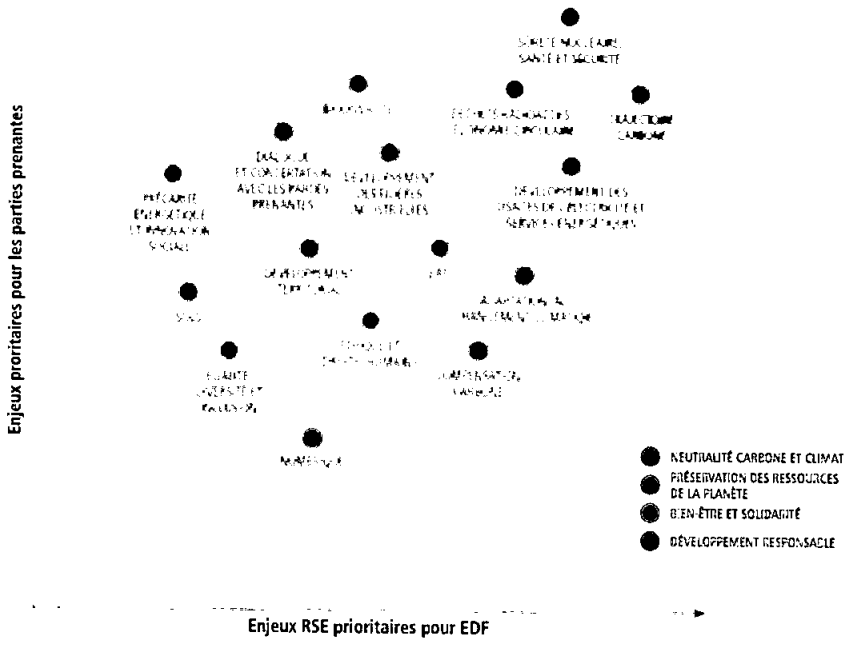
Préservation des ressources de la planète

Bien-être et solidarité

Développement responsable

La matrice de double matérialité du groupe EDF reste inchangée depuis 2020, la formalisation des enjeux RSE prioritaires étant cartographiée comme suit :

▲ 16 enjeux matériels



(1) Concernant la raison d'être du groupe 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 cadre 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.
(5) Au travers des dialogues « Parlons énergie », cf. section 3.4.1.1.2 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe »

Compte tenu de l'importance des enjeux liés à la sûreté nucléaire, hydraulique et aux déchets radioactifs qui sont des enjeux cœur de métier pour le Groupe, leurs descriptions détaillées figurent principalement aux chapitres 1 - Le Groupe, sa stratégie et ses activités et 2 facteurs de risques et cadre de maîtrise de l'URD dans les sections suivantes 1.4.1.2.2 «Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection », 1.4.1.1.2.3 « déchets - aval du cycle », section 2.2 risque 5B « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés » , 5C – « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire », 4E – « Atteinte à la sûreté hydraulique ».

16 engagements RSE

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.

La cartographie page suivante liste ces 16 engagements RSE. Elle indique, pour chacun d'entre eux, les risques extra-financiers correspondants 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 [1].

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 » publié sur le site edf.fr [2].

Méthodologie et lien avec d'autres documents publics

La méthodologie des indicateurs cités dans la déclaration de performance extra-financière (DPEF) est précisée aux sections 3.6 « Méthodologie ».

Le « Pack ESG », document public primé aux Finance Transformation Awards, détaille et regroupe l'ensemble des indicateurs extra-financiers du groupe EDF [3]. Le « rapport Impact [4] » 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.

(1) Pour la méthodologie associée à ces indicateurs, voir la section 3.6 « Méthodologie ».
(2) www.edf.fr sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rse/transition-juste/edfgroup_rse_transition-juste-et-inclusive_principes_vf.pdf
(3) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg
(4) www.edf.fr sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/2021/impact/edfgroup_impact2021-rapport_vf.pdf

Synthèse des 16 engagements RSE du groupe EDF et les indicateurs de performance associés

Risques extra-financiers majeurs issus de la cartographie des Risques Groupe	Engagements RSE	Contribution aux ODD
NEUTRALITE CARBONE ET CLIMAT		
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques de transition (3B)	Trajectoire carbone ambitieuse	
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques de transition (3B)	Solutions de compensation carbone	
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques physiques (3B)	Adaptation au changement climatique	
Capacité de transformation face aux ruptures - transformation à l'aval (3A)	Developpement des usages de l'électricité et services énergétiques	
PRESERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANETE		
Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (4G)	Biodiversité	
Risques liés à la maîtrise des grands projets - Risque de conflit d'usage dans l'utilisation du foncier (4A) / Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité – Risque de pollution des sols (4G)	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 (4G) / Risque d'adaptation au changement climatique - Risque de conflit usage (3B)	Gestion intégrée et durable de l'eau	
Risques liés à la maîtrise des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires (5B)	Déchets et économie circulaire	
[illegible]		
Risque d'atteinte à la sureté nucléaire en exploitation (5C) / Risque d'atteinte à la sûreté hydraulique (4E) / Risque d'atteinte à la sécurité ou à la santé au travail - salariés et prestataires (4C)	[illegible]	
Risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (1E) / Risques liés au devoir de vigilance : Risques liés aux chaines d'approvisionnement (4B) et à la maîtrise des grands projets (4A)	[illegible]	
Risque lié à l'adaptation des compétences des salariés - action de professionnalisation et démarche d'employeur inclusif (3C)	[illegible]	
Risque de compensation insuffisante des missions d'intérêt général (1H)	[illegible]	
DEVELOPPEMENT RESPONSABLE		
Risques liés à la maîtrise des grands projets - dimension concertation parties prenantes et acceptabilité (4A)	Dialogue et concertation avec les parties prenantes	
Risques liés à la continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles - démarche achat responsable (4B) / Risque de maîtrise des grands projet - développement territorial des projets (4A)	Developpement territorial responsable	
Risque de maitrise des grands projet (4A) - Risque lié à l'adaptation des compétences des salariés - action de professionnalisation et démarche d'employeur inclusif (3C) / Risques liés aux compétences de la filière nucléaire et actions de renforcement associées 4B)	Développement des filières industrielles	
Risque lié aux atteintes du patrimoine, notamment attaques cyber (4D)	Numérique responsable	

* *Indicateur calculé à partir d'une moyenne sur les cinq dernières années*
** *Evolution de la méthodologie de calcul de l'indicateur*
√ *Valeur 2021 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés*

Politique, actions, résultats	Indicateur-clé de performance	Périmètre	Unité	Objectif	2019	2020	2021
Section 3.1.1	Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur √	Groupe	gCO_2/kWh	35 en 2030	55	51	
Section 3.1.1 S	Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone	Groupe	%	100 en 2023	-	-	
Section 3.1.3	Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique	Groupe	%	100 en 2022	-	-	
Section 3.1.4	Emissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants	EDF et Dalkia	Mt	> 15 en 2030	-	-	
Section 3.2.1	Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif act4nature international	Groupe	%	100 en 2022	-	44	
Section 3.2.2	Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier	Groupe	%	100 en 2026	-	-	
Section 3.2.3	Intensité Eau : eau consommée/ production électrique du parc √	Groupe	/kWh	< 0,95 *	0,87	0,87	
Section 3.2.4	Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Groupe	%	> 90	92,4	91,9	
Section 3.3.1	LTIR Global	Groupe	Ind	< 1,8 en 2023	2,4	1,9	**2,1**
Section 3.3.2	Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption	Groupe	%	100 en 2021	61,8	62,5	**71,8**
Section 3.3.3	Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe	Groupe	%	33 en 2026	27,3	28,7	**29,8**
Section 3.3.4	Actions de conseils effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Energie	EDF	Nb	600 000 à 1 000 000	894 260	905 017	**642 482**
Section 3.4.1	Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée**	Groupe	%	100	-	-	
Section 3.4.2	Taux annuel d'achats à des PME en France	EDF et Enedis	%	22 à 26	22,5	23,4	
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	-	-	
Section 3.4.4	Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)	EDF	%	100 en 2024	-	-	

3.1 Neutralité carbone et climat

La mobilisation du Groupe et sa redevabilité sur ses engagements de réduction d'émissions de CO_2

Dans le premier volet de son 6e 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 CO_2 ainsi que les autres gaz à effet de serre ; et à atteindre des émissions nettes nulles de CO_2 anthropique afin de stabiliser l'augmentation de la température mondiale induite par l'homme.

Le groupe EDF reconnaît l'urgence d'agir 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 CO_2 du Groupe a été validée par *Science Based Targets*. Le groupe EDF a mis en place une gouvernance dédiée, conforme aux meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate related Financial Disclosure* (TCFD) [3].

La stratégie climatique du Groupe, alignée avec CAP 2030, s'accompagne de quatre engagements RSE : une trajectoire carbone ambitieuse, des solutions de compensation carbone, l'adaptation au changement climatique et le développement des usages de l'électricité et de services énergétiques innovants, qui forment le plan de transition climatique du groupe EDF.

(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 serre associées - Rapport spécial du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, octobre 2018*
(3) *Voir aussi le communiqué de presse du groupe EDF du 10 décembre 2020.*

48 gCO_2/kWh
INTENSITÉ CARBONE

50 %
TAUX DE DÉPLOIEMENT DU GUIDE DE CADRAGE SUR LES SOLUTIONS DE COMPENSATION CARBONE

47 %
TAUX DE DÉPLOIEMENT DES PLANS D'ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

4,4 Mt
ÉMISSIONS DE CO_2 EVITÉES

3.1.1 Trajectoire carbone du Groupe

EDF, premier producteur mondial d'électricité sans émission de CO_2 directe	Le groupe EDF est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité sans émission de CO_2 directe. Il est un contributeur majeur à la transition énergétique des territoires où il opère. Une étude d'Enerdata [1] montre qu'EDF produit davantage d'électricité nucléaire, hydraulique, éolienne, solaire et géothermique que tout autre électricien dans le monde. Ce sont toutes des sources d'électricité que le GIEC reconnaît comme émettant zéro émission directe de CO_2 pour produire de l'électricité [2].

3.1.1.1 Engagements et politique du Groupe

3.1.1.1.1 L'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050

Le groupe EDF a été l'un des premiers à se fixer, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Cet engagement a été renforcé et précisé en mars 2020. Il se traduit concrètement par :

Neutralité carbone à 2050	Émissions directes : réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi-nulles d'ici 2050.
	Émissions indirectes : réduction des émissions indirectes aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales.
	Émissions résiduelles : mise en place de projets à émissions négatives afin de compenser les émissions résiduelles du Groupe à cet horizon.

(1) power-producers-ranking.enerdata.net/
(2) C'est-à-dire zéro émission de CO2 d'électricité produite et injectée dans les réseaux électriques ; 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.

Périmètre : Groupe	Cet engagement couvre les émissions de tous les gaz à effet de serre sur l'ensemble des scopes (1, 2 et 3) et pour toutes les activités du Groupe sur l'ensemble des régions géographiques.

Initiatives Business Ambition for 1.5 degrees	En février 2020, le groupe EDF a rejoint l'initiative *Business Ambition for 1.5 degrees : our only future* lancée par le Pacte Mondial des Nations Unies, *We Mean Business* and *Science Based Target Initiative*. Cette coalition regroupe aujourd'hui plus de 300 entreprises qui s'engagent à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 afin de limiter l'augmentation de la température mondiale à 1,5 °C par rapport à la période préindustrielle.
	Par cet engagement, le groupe EDF s'inscrit également dans l'initiative *Race To Zero* des Nations Unies et intègre la *Climate Ambition Alliance* [1] aux côtés de plus de 120 pays, 450 villes, 45 investisseurs et 1 000 entreprises.

3.1.1.1.2 Des objectifs 2030 reconnus par l'initiative SBTi

En 2020, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scopes 2 et 3). Le 7 décembre 2020, ces objectifs ont été validés comme s'inscrivant dans une trajectoire *Well Below 2 °C* par l'initiative *Science Based Targets* [2] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique et récemment dévoilée [3].

Ainsi, le groupe EDF s'engage sur les objectifs 2030 suivants :

Objectifs SBTi à 2030	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.e.* 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).

On trouvera dans la section 3.1.1.2.3 « Synthèse du bilan gaz à effet de serre (GES) du Groupe » et dans la section 3.6 « Méthodologie » les explications détaillées sur la construction de ces objectifs.

En cohérence avec ces objectifs validés par SBTi, le groupe EDF se fixe les objectifs 2030 complémentaires suivants :

Objectifs complémentaires à 2030	25 MtCO$_2$e pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2030.
	Réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030.

Avec ces objectifs, le groupe EDF vise à maintenir sa position de *leadership* parmi les électriciens les plus décarbonés au monde. Afin d'atteindre ces objectifs, une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été élaborée pour les trois scopes du groupe EDF. Cette trajectoire passe par un jalon fixé en 2023 qui se traduit par les objectifs intermédiaires suivants :

Objectifs intermédiaires à 2023	28 à 30 MtCO$_2$e pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2023 (la fourchette tient notamment compte des incertitudes sur les scénarios post-crise sanitaire).
	Réduction de 23 % comparé à 2017 des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les emissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals.
	Réduction de 10 % comparé à 2019 des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals et reduction de 8 % de l'ensemble du scope 3 du Groupe.

Ces objectifs 2023 et 2030 sur les émissions directes et indirectes du Groupe ont été traduits en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et des entités du Groupe (voir la section 3.1.3 « Gouvernance climat'que d'EDF »).

3.1.1.1.3 Des objectifs en ligne avec la stratégie SNBC

La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Introduite par la loi de transition énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) de 2015, la SNBC fait l'objet d'un cycle de révision tous les 5 ans. Elle a été révisée en 2019 dans la perspective d'atteindre la neutralité carbone au niveau national en 2050.

Cette section présente une analyse synthétique de la trajectoire carbone du groupe EDF au regard de la SNBCtratégie Nationale Bas Carbone, en conformité avec l'arrêté du 2 novembre 2021 pris en application de l'article 66 de la loi n° 2020-935 du 30 juillet 2020 de finances rectificative pour 2020.

	2023	2030	2050
Objectif SNBC – France hors UTCATF*	- 13 %	- 32 %	- 86 %
Objectif SNBC – Industries de l'énergie	- 23 %	- 34 %	- 96 %
Scénario SNBC – Production d'électricité	- 32 %	- 37 %	- 100 %
Projection d'évolution des émissions directes du groupe EDF au périmètre France	- 34 %	- 45 %	- 100 % (« émissions quasi nulles »)

* *UTCATF : Utilisation des Terres, Changements d'Affection des Terres et Foresterie.*

(1) Alliance créée en septembre 2019 lors du sommet pour l'Action Climat que du Secrétaire Général des Nations Unies par le Président du Chili Sebastian Piñera.
(2) 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.
(3) Setting 1.5 °C aligned science based targets – quick start guide for electric utilities, CDP, juin 2020.

3.1.1.2 Les résultats du Groupe

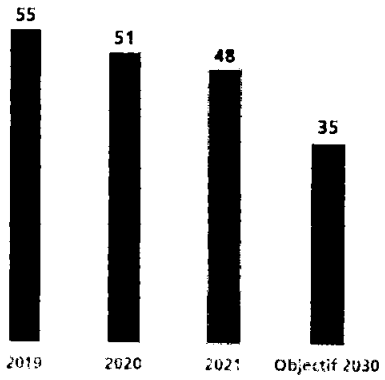
3.1.1.2.1 La performance carbone au service du climat

L'intensité carbone

L'intensité carbone du Groupe constitue l'indicateur clé de performance du Groupe s'agissant de sa trajectoire carbone. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Performance CO_2	
	L'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produite par le groupe EDF continue de baisser en 2021, passant sous le seuil des 50 gCO_2/kWh et atteignant sa plus basse valeur historique, soit 48 gCO_2/kWh. Cela représente une division par deux de l'intensité carbone du Groupe depuis 2015, date de mise en œuvre de la stratégie CAP 2030.
	L'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produite par le groupe EDF est environ cinq fois inférieure à la moyenne européenne (231 gCO_2/kWh (2)) et plus de neuf fois inférieure à la moyenne mondiale (450 gCO_2/kWh (2)).

Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur (en gCO_2/kWh) √



√ Valeur 2021 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.

Si l'on compare avec l'intensité carbone moyenne européenne (France incluse), et en prenant en compte les émissions directes et indirectes, la production d'électricité du groupe EDF en 2021 à l'échelle monde a permis d'éviter 118 $MtCO_2$.

3.1.1.2.2 La performance climat au service de la performance intégrée

EDF prône une performance intégrée conjuguant performance financière et performance RSE. La création de valeur de l'entreprise s'exprime par 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). En deux ans ce ratio a diminué de 28 % sur la base d'un chiffre d'affaires qui s'est accru de 15 %. En 2021, il s'établit à 1 533 tCO_2e par million d'euros de chiffre d'affaires.

Émissions/CA	Unité	2019	2020	2021
Scopes 1,2,3	tCO_2e	152 743 114	134 661 021	129 474 942
Chiffre d'affaires	M€	71 317	69 031	84 461
Scopes 1,2,3/Chiffre d'affaires	$tCO_2e/M€$	2 142	1 951	1 533

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 2019 à 2021.

Bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF (en $MtCO_2e$)	2019	2020	2021
Émissions du scope 1	33	28	27
Émissions du scope 2	0,3	0,3	0,3
Émissions du scope 3	119	107	102

Le tableau suivant présente les 3 postes du scope 3 les plus significatifs :

Postes significatifs du scope 3 (en $MtCO_2e$)	2019	2020	2021
Émissions des achats d'électricité pour revente aux clients finals (hors émissions amont)	19	18	17
Émissions de combustion du gaz vendu aux clients finals (utilisation des produits vendus)	60	50	45
Émissions des scopes 1 et 2 des actifs mis en équivalence (investissements)	10	10	10

Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.6 « Méthodologie ». Le bilan GES détaillé du groupe EDF est publié sur le site edf.fr (3).

(1) Estimation 2020, EU-27, Agence Européenne de l'Environnement, Greenhouse gas emission intensity of electricity generation by country, Oct. 2021
(2) Valeur 2019, Agence Internationale de l'Energie, Emission Factors 2021, Sept. 2021
(3) edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs

L'empreinte carbone du groupe EDF (ensemble des scopes) continue de diminuer en 2021, avec une baisse de 4 % par rapport à 2020.

La baisse des émissions directes du groupe EDF (scope 1) en 2021 (- 1 % par rapport à 2020) est moins importante que prévu du fait de la sollicitation exceptionnelle du parc thermique d'EDF en fin d'année 2021. Cette sollicitation exceptionnelle résulte de la conjonction d'une faible production éolienne, de l'indisponibilité simultanée de plusieurs réacteurs nucléaires et de prix élevés de l'électricité sur toute la plaque européenne. L'objectif initial d'émissions directes du Groupe comprises entre 28 à 30 $MtCO_2e$ à l'horizon 2023 est toutefois atteint avec deux années d'anticipation. Le Groupe a d'ores et déjà engagé une réflexion en vue de revoir sa trajectoire d'émissions à 2030.

La baisse des émissions indirectes du groupe EDF (scope 3) se poursuit en 2021 (- 5 % *vs* 2020). Cette baisse résulte notamment de la stratégie de réduction des émissions mise en œuvre par le Groupe en Amérique du Nord sur ses activités d'achat et de vente de gaz.

3.1.1.2.4 Les indicateurs SBTi

Le tableau suivant présente l'avancement de la trajectoire du groupe EDF vers l'atteinte de ses objectifs 2030 validés par SBTi :

Indicateurs SBTi	2020	2021	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)	- 26 %	- 28 %	- 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)	- 17 %	- 24 %	- 28 %

La trajectoire de réduction d'émission du groupe EDF (émissions directes et indirectes) est en ligne avec l'atteinte des objectifs 2030 validés par SBTi en décembre 2020.

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 à serre qu'il s'est fixé (voir la section 3.1.1.1 « Engagements et politique du Groupe »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'action qui s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 [1]. Il est coordonné par le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF (voir la description de la gouvernance climatique dans la section 3.1.3.1 « Organes de gouvernance »).

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses cibles d'émissions sur les trois scopes, sont les suivantes * :

FEUILLE DE ROUTE DE LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DIRECTES DE GES DU GROUPE			
Sujet	Action	Section URD	Impact sur la trajectoire de décarbonation*
Fermeture charbon	Plus aucune production électrique à base de charbon en 2030.	3.1.1.3.1	~- 60 %
Substitution du fioul en territoires insulaires	Remplacement du fioul des installations thermiques existantes par des combustibles moins carbonés (biomasse liquide et éventuellement gaz) dans le cadre de leur PPE.	3.1.1.3.2	~- 15 %
Verdissement des réseaux de chaleur	Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe : biomasse, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie	3.1.1.3.3	~- 10-15 %
Limitation des émissions du thermique	Application de critères stricts sur le développement de tout nouveau projet de cycle combiné gaz par le Groupe, et réduction de l'appel des moyens existants du fait de la hausse des EnR.	3.1.1.3.5	~- 5-10 %
Émissions de SF_6 et de HFC	Actions de maîtrise et de réduction des émissions diffuses de SF6 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	< 1 %
Consommations des installations du Groupe	Maîtrise de la consommation énergétique des installations du Groupe	3.1.1.3.7	< 1 %
Flotte de véhicules du Groupe	Électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100	3.1.1.3.8	< 1 %

* *Contribution à la baisse de 25 $MtCO_2e$ entre 2017 et 2030 (réduction de 50 % des émissions du scope 1).*

3.1.1.3.1 Une production électrique à base de charbon qui représente 0,7 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030

Le Groupe concrétise ses engagements en procédant aux fermetures des centrales produisant de l'électricité à partir de charbon.

Depuis une vingtaine d'années, le Groupe a mis en œuvre et accompagné la fermeture du plus grand nombre de tranches charbon et fioul lourd en Europe. Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [2] qui promeut dans le cadre de l'Accord de Paris la sortie du charbon, des 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* [4] récemment signé à la COP26.

(1) Voir la section 1.3. « Stratégie du groupe ».
(2) 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 CO_2 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.
(3) poweringpastcoal.org members.
(4) ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement.

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

Calendrier des fermetures de tranches	
Cottam (4 unités, 2 000 MWe, Royaume-Uni)	Septembre 2019
Le Havre (580 MWe, France)	Avril 2021
West Burton A (unités 3 et 4, 1 000 MWe, Royaume-Uni)	Septembre 2021
West Burton A (unités 1 et 2, 1 000 MWe,Royaume-Uni)	Septembre 2022
Résultats de la politique de sortie du charbon	
Nombre de tranches charbon mises à l'arrêt depuis 1995	33
Nombre de tranches fioul lourd mises à l'arrêt depuis 1995	15
Capacités de production d'électricité à partir de charbon retirées depuis 1995 *(en GWe)*	10,8
Capacités de production d'électricité à partir de charbon fioul lourd retirées depuis 1995 *(en GWe)*	6,8
Réduction estimée des émissions annuelles *($MtCO_2e$)**	40
Capacités de production d'électricité et de chaleur à partir de charbon en 2021 *(en GWe)*	2,9
Capacités de production d'électricité et de chaleur à partir de charbon en 2022 *(en GWe)*	1,9
Part de la production d'électricité et de chaleur à partir de charbon/production totale en 2021 *(en %)*	0,8

* *Estimation conservative faite en considérant un facteur de charge moyen de 40% pour les centrales charbon et de 10% pour les centrales fioul lourd.*

Premiers **40 Mt de réduction d'émissions de CO_2**	Cette politique de sortie du charbon (et du fioul lourd) a permis une réduction des émissions annuelles de gaz à effet de serre du secteur électrique européen estimée à plus de 40 $MtCO_2e$.
Un fonctionnement très limité	La production d'électricité et de chaleur à partir de charbon ne représente que 0,8 % de la production totale du groupe EDF en 2021. Ces actifs de production ne sont utilisés qu'en périodes dites « de pointe ». Leur fonctionnement et les émissions associées sont ainsi très limités.
Fermetures à venir de tranches charbon exclusivement sur EDF	À compter de septembre 2022, le groupe EDF n'exploitera plus que deux unités charbon en Europe, localisées sur la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique). Dans le cadre de la loi Énergie Climat de 2019, le fonctionnement de ces deux unités sera limité à partir du 1er janvier 2022 par un plafond d'émission annuel, avec un arrêt de fonctionnement au plus tard fin 2026, en fonction des besoins du gestionnaire du réseau électrique RTE. Voir la section 1.4.1.2.2 « Les enjeux de la production thermique ».
Un accompagnement des territoires	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 « Une solidarité renforcée dans le cas de fermetures de centrales ».

3.1.1.3.2 La 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 permettent de faire face à la forte saisonnalité de la consommation électrique, assurent la sécurité d'approvisionnement et pallient l'intermittence des énergies renouvelables dans des systèmes électriques qui ne peuvent avoir recours aux importations en cas de pic de demande ou de défaut de production.

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 moteur existantes de EDF SEI et de EDF PEI, en cohérence avec la PPE des différents territoires.
Arrêt des TAC et moteurs les plus anciens	Arrêt 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 remplacement de la centrale au fioul de Dégrad-des-Cannes qui doit être arrêtée à horizon 2023, un projet de centrale fonctionnant à la biomasse liquide est développé par EDF PEI au Larivot en Guyane [1]. 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 de EDF PEI.
Projets 100 % EnR	Le développement de projets 100 % EnR pour les microréseaux isolés (ex : dans les Communes de l'intérieur en Guyane).

On trouvera dans la section 1.4.4.3 « Systèmes Énergétiques Insulaires » une description plus complète des actions mises en œuvre par EDF dans les îles, comme les actions de maîtrise de l'énergie (ex : chauffe-eau solaires), 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*,...).

(1) Par ordonnance n° 2100957 du 27 juillet 2021, le juge des référés du tribunal administratif de la Guyane a suspendu l'exécution de l'arrêté du 22 octobre 2020 portant autorisation environnementale en vue de l'exploitation de la centrale d'EDF-PEI. La procédure est en cours.

3.1.1.3.3 Verdissement des réseaux de chaleur

Le groupe EDF, à travers sa filiale Dalkia, gère plus de 330 réseaux urbains de chaleur et de froid. Il est le *leader* 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 57,7 % [1].

Cet engagement se traduit par le développement de l'utilisation de la biomasse, de la recupération de chaleur fatale, de la géothermie et de la thalassothermie. Pour plusieurs illustrations, voir la section 3.1.4.3 « Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants ».

À l'échelle mondiale, le charbon représente 2,62 % de la production de chaleur de Dalkia en 2021, 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 millions de tonnes de CO_2e en 2021 (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

3.1.1.3.4 Recours aux Power Purchase Agreements (PPA)

Voir la section 3.1.4.2.3 « Une électricité décarbonée à un prix abordable ».

3.1.1.3.5 Thermique décarboné

Les activités gazières représentent une part significative du bilan GES du groupe EDF, 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 (particuliers, entreprises, collectivités).

Le **Chantier CAP 2030 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 ;
- 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, un programme « Thermique décarboné » a été élaboré, pour anticiper au mieux les besoins de la feuille de route : disposer au plus tôt de la technologie éprouvée « Thermique décarboné » à horizon 2030 et permettre l'identification des ressources nécessaires.

Le groupe EDF a défini un ensemble de critères internes en faveur du thermique decarboné permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

Critères transverses

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 integrer dans son business plan le respect de la neutralité carbone du Groupe à l'horizon 2050.

Critères additionnels sur la production d'électricité

Pas de développement de nouveau projet gaz (Cycle Combiné Gaz – CCG), sauf 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 CO_2.

Critères additionnels sur la vente de gaz

Le groupe EDF accompagne ses clients gaz 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, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable…).

Le groupe EDF accompagne le développement de la filière biogaz, chaque fois que le modèle économique d'un projet est viable dans la durée. Il intervient principalement à travers sa filiale Dalkia qui opère dans les activités de production, de traitement et de valorisation du biogaz, tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Enfin le groupe EDF travaille en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, de façon à réduire ses émissions de CO_2 mais aussi à rendre plus de services au système électrique.

3.1.1.3.6 La réduction des émissions de SF_6 et de HFC

Les gaz fluorés comme l'hexafluorure de soufre (SF_6) et les hydrofluorocarbures (HFC), utilisés comme fluides réfrigérants, sont de puissants gaz à effet de serre. Leurs émissions en 2021 sont estimées pour l'ensemble du groupe EDF à 148 ktonnes de CO_2e, soit environ 0,5 % 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 SF_6. L'ensemble des métiers du groupe EDF travaille à réduire l'impact carbone des HFC dans la limite des contraintes technologiques.

Réduction des émissions de SF_6

Parc nucléaire existant

Grâce à une politique volontariste, la Division du Parc Nucléaire en France a pu réduire de 85 % ses émissions de SF_6 entre 2008 et 2020 et a mis en place, à partir de 2019, un plan d'actions spécifiques visant à ramener tous ses équipements à leur taux de fuite de conception, soit 1 % par an. Ce taux global était de 1,83 % en 2020 et devrait être inférieur à 1,5 % en 2021, malgré une avarie isolée sur un site en cours d'année (fuite d'environ 210 kg). À noter que les installations situées en bord de rivière affichent un taux moyen de fuite inférieur à 0,4 % alors que les sites en bord de mer pèsent particulièrement sur le bilan des émissions en raison de la corrosion qui affecte les matériels.

Les investissements réalisés par EDF sur les trois dernières années ont permis de diviser par deux les émissions du parc nucléaire, tous sites confondus. EDF déploie différentes innovations technologiques pour y parvenir, notamment des revêtements alternatifs permettant la protection contre la corrosion, mais également des dispositifs novateurs de récupération du SF_6 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.

Ingénierie et Nouveau Nucléaire

Pour la plateforme d'évacuation d'énergie du projet EPR2 [2], il a été retenu une technologie de poste aérien permettant de minimiser les équipements susceptibles de contenir du SF_6. La technologie retenue pour la coupure dépendra des développements et appareils disponibles sur le marché au moment de l'établissement des contrats.

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 que EDF a engagé un programme de R&D (Projet Zéro SF_6) pour suivre et tester les solutions alternatives au SF_6 pour ses installations.

Distribution

Les émissions de SF_6 du gestionnaire de réseau de distribution Enedis sont de l'ordre de 400 kg en 2021. 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 SF_6) pour les tableaux HTA neufs équipant les postes primaires HTB/HTA. Ainsi 120 disjoncteurs à coupure dans le vide ont été installés dans 6 postes sources en 2021. En 2022, environ 1 000 disjoncteurs à coupure dans le vide devraient être installés. Le SF_6 des anciens disjoncteurs est récupéré et régénéré à plus de 90 %, permettant d'éviter la fabrication de gaz neuf. Dans la continuité de ce premier succès, Enedis noue des partenariats avec des fournisseurs pour évaluer des solutions alternatives reposant sur des gaz naturels exempts de toute forme de toxicité pour les postes secondaires.

Réduction des émissions de HFC

Les HFC sont utilisés comme fluides réfrigérants dans les groupes froids industriels et les climatisations tertiaires. Leur utilisation s'est développée dans le monde à

(1) Donnée 2020, donnée 2021 non disponible à la date de publication de ce document.
(2) Voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire ».

part r des années 80, comme alternative aux chlorofluorocarbures (CFC) et aux HFC dont l'utilisation a été interdite par le Protocole de Montréal (1987) en raison de leur action destructrice sur la couche d'ozone stratosphérique. Les émissions de HFC dans l'atmosphère résultent de fuites susceptibles de se produire durant tout le cycle de vie de ces produits.

La principale méthode pour réduire ces rejets de gaz à effet de serre est de recourir à des fluides frigorigènes présentant des pouvoirs de réchauffement planétaire (PRP) plus faibles, en cohérence avec les objectifs de la réglementation européenne qui vise une réduction de 79 % des volumes de HFC (en CO_2e) présents sur le marché d'ici 2030 par rapport à 2015.

Aujourd'hui, les fluides frigorigènes les plus utilisés sur le parc de production EDF (près de 95 %) présentent un PRP de 1 430, mais 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).

3.1.1.3.7 Consommations des installations du Groupe

Voir la section 3.2.4.3.3 « Optimiser les consommations internes ».

3.1.1.3.8 Flotte de véhicules du Groupe

Voir la section 3.1.4.3.6 « Des solutions de décarbonation pour le transport ».

3.1.1.3.9 Déplacements des collaborateurs

Voir la section 3.2.4.3.3 « Optimiser les consommations internes ».

3.1.1.4 Feuille de route de hausse de la production décarbonée du Groupe

Afin d'atteindre les objectifs de hausse de la production décarbonée qu'il s'est fixés (voir la section 3.1.1.1 « Engagements et politiques du Groupe »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'actions qui s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 [1]. Il est coordonné par le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF (voir la description de la gouvernance climatique dans la section 3.1.3.1 « 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 CO_2. Le mix de production d'électricité du Groupe en 2021 est composé à 78,2 % de nucléaire, 8,8 % d'hydraulique, 4,0 % d'autres EnR, 7,3 % de gaz, 1,0 % de fioul et 0,7 % de charbon [2] (voir la section 1.1 « Chiffres clés »).

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 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 DECARBONEE 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
EPR	Mise en service de 5 EPR d'ici 2030 (FA3, HPC et TSH) et engagement de nouveaux EPR2 et d'un SMR	3.1.1.4.3
Développement des EnR	Doublement des capacités installées en énergie renouvelables, y compris hydraulique, entre 2015 et 2030, pour atteindre 60 GW nets en 2030	3.1.1.4.4
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	3.1.4.1.5

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 25 % des investissements industriels du secteur électrique [3].

En 2021, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2020) dont 50 % d'investissements dans le secteur nucléaire (51% en 2020). Par ailleurs les investissements du Groupe alignés avec la taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2021 sont de 40 % (43% au 31 décembre 2020 selon la méthode définie sur la base du rapport TEG de mars 2020) incluant notamment les investissements dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien) et dans certains services énergétiques (voir la note 20.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et la section 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie »).

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 doublement des capacités EnR installées entre 2014 et 2030

Le groupe EDF est aujourd'hui le plus important producteur d'énergie renouvelable en Europe [4], avec une production mondiale en 2021 de 67,1 TWh d'électricité et de 7,3 TWh de chaleur renouvelable *via* l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire photovoltaïque et d'autres énergies renouvelables.

Dans le cadre de sa stratégie CAP 2030, il s'est fixé l'objectif de plus que doubler sa capacité renouvelable nette installée entre 2014 et 2030, de façon à la porter à 60 GWe en 2030. En 2021, la capacité renouvelable nette installée du Groupe est de 34,8 GWe.

	Objectif à 2030	2019	2020	2021
Capacité renouvelable nette installée *(en GWe)*	60	32	33	35

Le groupe EDF a été classé parmi les dix acteurs mondiaux les plus « verts » et parmi les cinq acteurs européens les plus dynamiques en matière de développement des énergies renouvelables [5] (se reporter notamment à la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »).

(1) Voir la section 1.3 « Stratégie du Groupe ».
(2) En données consolidées.
(3) 7e baromètre financier des énergéticiens européens « Watt's Next Conseil », juin 2021 (wattsnext.fr).
(4) Changement climatique et Électricité, Facteur carbone européen, Comparaison des émissions de CO_2 des principaux électriciens européens, PwC, Octobre 2021.
(5) Energy Intelligence, Green utilities report, 2019 (www.energyintel.com/).

3.1.1.4.5 Flexibilité et gestion de l'intermittence

Voir la section 3.1.4.2.2 « Une meilleure gestion de l'intermittence, de la flexibilité et développement du stockage ».

3.1.1.5 Feuille de route de réduction des émissions indirectes de GES du Groupe

Theme	Action	Section URD	Impact sur la trajectoire de decarbonation*
Emissions des achats d'électricité pour revente aux clients finals	Verdissement (recours à des *Power Purchase Agreement* en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finals dans les pays dont l'électricité présente une forte intensité carbone	3.1.4.2.3	~- 15 %
Emissions de combustion du gaz vendu aux clients finals (utilisation des produits vendus)	Accompagnement des clients gaz 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	3.1.4	~- 60 %
Déplacements des collaborateurs	Réduction des émissions associées aux deplacements des collaborateurs, dans le cadre notamment de la politique de voyages du Groupe	3.2.4.3.3	< 1 %
Investissements	Désinvestissement des actifs de production carbonée non contrôlés		~- 25 %

**Contribution à l'atteinte de l'objectif de réduction de 28 % des émissions du scope 3 entre 2019 et 2030.*

3.1.1.6 Usage de solutions à émissions négatives

3.1.1.6.1 Politique

Pour le groupe EDF, le recours à la compensation carbone constitue l'étape ultime d'une démarche d'atteinte de la neutralité, dans une logique de séquence « Éviter-Réduire-Compenser ». En aucun cas elle ne doit 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 compenser 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 CO_2 (BECCS), ou de solutions naturelles, comme la séquestration de carbone dans les forêts et dans les sols.

En conformité avec les règles de compatibilité carbone en vigueur [1], les crédits d'émissions issues de la compensation carbone ne sont pas déduits du bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF et font l'objet d'une comptabilisation séparée.

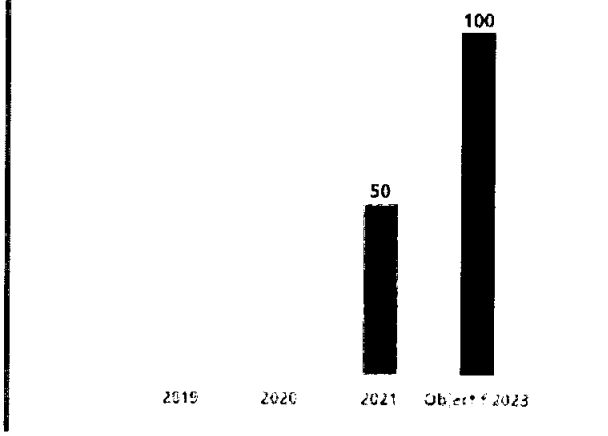
3.1.1.6.2 Indicateur clé de performance du Groupe

EDF travaille avec SBTi sur la méthodologie permettant d'aligner l'indicateur de performance avec la methodologie SB.

Dans l'attente, la Direction du Développement Durable a finalisé une note d'application à destination de toutes les entités du Groupe qui a pour objectif de définir les principes de gouvernance du groupe EDF en matière de compensation et plus précisément de rachats de crédit carbone. Elle définit également le mode de *reporting* des entités ayant recours aux pratiques de compensation (*Reporting on Sustainable Development Committee* [2]).

Le Groupe a décidé d'avoir recours à un « KPI transitoire » entre fin 2021 et fin 2022 : le taux de déploiement du guide de cadrage des solutions de compensation carbone au sein des entités du Groupe [3]. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone (en %)



(1) *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*, WRI-WBCSD, 2015.
(2) Voir la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE ».
(3) Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir section 3.6 « Méthodologie ».

3.1.1.6.3 Recherche et développement

Le R&D appuie la stratégie du Groupe en matière de contribution à la neutralité carbone d'ici 2050. Elle effectue une veille active sur les technologies à émissions négatives en explorant plus particulièrement les solutions suivantes :

Captage et stockage de CO_2

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. Ce démonstrateur d'un coût de 22 millions d'euros (co-financé à 25 % par l'ADEME) a capté 1 900 tonnes de CO_2. Il a permis de caractériser la faisabilité technico-économique de plusieurs procédés. Une alternative au stockage est la valorisation du dioxyde de carbone capté sous une forme chimique différente (carburants, matériaux). Appliqué à de la biomasse (considérée comme neutre en CO_2), la CCS devient un moyen de générer des émissions négatives de CO_2 (BECCS) et pourrait jouer un rôle important d'ici 2050. La R&D du groupe EDF a engagé des actions pour adapter ces technologies de captage à des procédés industriels d'autres secteurs.

Direct Air Capture

Les technologies de captage du CO_2 de l'atmosphère (DAC pour *Direct Air Capture*) sont encore au stade de l'expérimentation. EDF au Royaume-Uni a publié en novembre 2020 un appel à manifestation d'intérêt pour la mise en place d'un démonstrateur de captage direct du CO_2 dans l'air sur le site du projet de centrale nucléaire de Sizewell C.

Solutions fondées sur la nature

Ces pratiques, comme 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. Or, 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).

La R&D du groupe EDF travaille à évaluer d'une part le potentiel du foncier du Groupe pour stocker du carbone, d'autre part la réalité temporelle et additionnelle des actions de compensation et enfin les synergies et potentielles contradictions de la compensation carbone avec les autres services écosystémiques, dont la préservation de la biodiversité.

3.1.2 Adaptation au changement climatique

Le dérèglement climatique auquel nous assistons est sans précédent à une échelle de temps aussi courte. La température moyenne de la planète a déjà augmenté de 1,1 °C depuis 1750 [1]. Ce réchauffement va de pair avec une hausse du niveau de la mer, une augmentation variable selon des régions du monde de la fréquence et de la gravité des catastrophes naturelles et participe à une érosion de la biodiversité à l'échelle mondiale. Le risque climatique est une réalité déjà tangible dont les effets vont s'accentuer dans les prochaines années.

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 climatiques. 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, conduisant à la résilience du système considéré, et de tirer parti des éventuels effets bénéfiques et des 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. Cependant force est de constater que, faute d'indicateurs simples et partagés, le cadre réglementaire de l'adaptation au changement climatique est aujourd'hui sensiblement moins développé que celui pour l'atténuation. Avec son Plan national d'adaptation au changement climatique [2], la France est l'un des pays les plus avancés en matière de planification de l'adaptation au changement climatique. La France vise une adaptation effective dès le milieu du XXIe siècle à un climat régional en métropole et dans les outre-mer cohérent avec une hausse de température de + 1,5 à 2 °C au niveau mondial par rapport au XIXe siècle. Ce plan ne fixe cependant pas d'exigence réglementaire directement applicable aux entreprises.

C'est donc dans une approche proactive et responsable que le groupe EDF s'est fixé un ensemble d'engagements intégrés dans la Politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) du Groupe. Aux termes de cette politique, le groupe EDF s'engage à :

Engagements du groupe EDF	
	• 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.

Il est important de noter que les actions d'adaptation et celles d'atténuation sont toutes deux indispensables et complémentaires : la première action d'adaptation du groupe EDF au changement climatique est certainement celle consistant à œuvrer pour produire de l'électricité et de la chaleur sans émettre de gaz à effet de serre.

(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) Plan National d'Adaptation au Changement Climatique pour la période 2018-2022, dit PNACC-2.

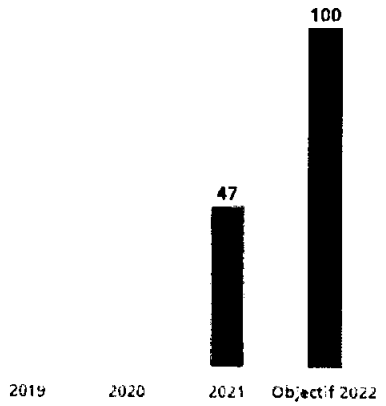
3.1.2.2 Indicateur clé de performance

Au-delà des actions prioritaires engagées de longue date par le Groupe, le taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique vise à garantir 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[1] de produire un plan d'adaptation par approche qualitative et/ou quantitative, à intégrer dans le système de *management* environnemental à échéance fin 2022.

Pour la méthodologie associée à cet Indicateur clé de performance, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique au sein des entités concernées (en %)



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 en priorité les ouvrages de production dont la durée de vie est supérieure à 40 ans, comme les centrales nucléaires et les barrages hydrauliques. Toutes les entités du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques (physiques et de transition) dans l'élaboration de leur cartographie des risques[2].

3.1.2.4 Un service climatique interne unique parmi les grands électriciens

Dès la publication du premier rapport du GIEC en 1990, le groupe EDF a fait le choix de développer en interne une compétence sur les enjeux climatiques, en collaboration avec des organisations de référence comme Météo France.

Le service climatique d'EDF R&D joue le rôle de passerelle entre la science climatique et les métiers du groupe EDF. Il 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, EDF considère systématiquement le scénario GIEC le plus pénalisant, c'est-à-dire actuellement le RCP 8.5.

Le groupe EDF dispose d'une équipe d'une quinzaine de chercheurs permanents travaillant sur l'estimation des conséquences du dérèglement climatique sur le parc de production existant et à venir (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, etc.), sur l'évolution du productible à partir d'énergies renouvelables et sur l'évolution de la demande en énergie. Le Groupe a développé un centre opérationnel de surveillance des phénomènes météorologiques et de prévision de leur incidence sur les sources de prélèvement d'eau.

3.1.2.5 Le projet ADAPT de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT)

Piloté par la DPNT, le programme ADAPT vise à analyser en profondeur le niveau d'adaptation du parc nucléaire existant au dérèglement climatique. Il s'agit d'identifier des fragilités potentielles et proposer un plan d'actions associé. L'analyse va au-delà du travail d'ingénierie pour tenir compte du caractère systémique et évolutif des conséquences du dérèglement climatique.

Chooz 2050	Le programme ADAPT a lancé Chooz 2050 sur la base d'une étude détaillée d'un site notamment choisi pour sa durée de vie (2050) et les questions liées à l'eau. Cette étude permet une analyse grandeur nature de l'ensemble des dimensions du projet : des installations industrielles aux écosystèmes contractuels et non contractuels. ADAPT travaille sur les questions liées à l'habitabilité de la planète, la problématique de l'eau, de la température, de l'énergie, de l'agriculture, des transports, de l'industrie, dans une dimension écosystémique complexe. Chooz 2050 va produire une « monographie climatique » qui pourra être utilisée comme outil d'aide à la décision pour préparer les stratégies d'adaptation du territoire.

(1) DPN, EDF Hydro, SEI, EDF UK, Dalkia, Luminus Edison, Framatome, DIPNN, EDF-R, CTEO

(2) Voir la section 3.1.3.2.2 « L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique ».

3.1.2.6 Les phénomènes extrêmes et le passage de l'été

Les enseignements de la crise de 2003

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 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.

Le plan « Grand chaud » et le dimensionnement des centrales

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 toutes été dimensionnées en intégrant les scénarios climatiques les plus récents, conduisant notamment à revoir les hypothèses initiales de hausse du niveau des mers.

Les résultats

Compte tenu des températures estivales et de la pluviométrie, les débits des cours d'eau ont été suffisants en 2021. Il n'y a pas eu de pertes de production pour respecter la réglementation relative à la température et à l'échauffement des fleuves ou pour respecter les débits minimums des fleuves.

3.1.2.7 Adaptation des ouvrages hydrauliques

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes et aux risques liés à l'afflux massif d'eau dans les réservoirs, le groupe EDF met en place les actions suivantes :

Réévaluation des débits de crues extrêmes	Réévaluation régulière des débits de crues extrêmes afin de s'assurer du maintien de la capacité des ouvrages à évacuer ces crues.
Technologie Piano Key Weir	Développement et installation sur 9 de ses ouvrages hydrauliques d'une technologie innovante dite *Piano Key Weir* (PKWeir) qui permet de déverser une quantité d'eau bien plus importante, sans pour autant augmenter les dimensions du barrage.
Chantiers d'adaptation	• Recalibrage de l'évacuateur de crue du barrage de Lanoux (Pyrénées-Orientales). • Rehausse de la crête du barrage de Rière en Vallée d'Aston (Ariège). • Recalibrage d'évacuateurs de crue sur les barrages de La Palisse sur la Loire (département de l'Ardèche) avec surélévation des culées et renforcement du tapis de réception aval ; Remontée de plusieurs mètres de la prise d'eau de l'ouvrage les Bois dans le massif du Mont-Blanc afin de prendre en compte et d'anticiper le recul de la Mer de Glace, le plus grand glacier français.

3.1.2.8 Adaptation des réseaux de distribution

Enedis travaille à réduire la vulnérabilité de ses réseaux, expérimente des groupes électrogènes zéro émissions locales et a créé une Force d'Intervention Rapide.

Réduction de la vulnérabilité des réseaux	Enedis travaille à 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 privilégiant les ouvrages les plus exposés. En 2021, 2 341 km de réseaux HTA aériens et 3 588 km de réseaux BT aériens nus ont été déposés. Dans les territoires insulaires, 95 % des nouveaux réseaux sont construits en sous-terrain.
Force d'Intervention Rapide (FIRE)	Enedis a créé 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.
	2021 a été marqué par la tempête « Aurore » ainsi que plusieurs épisodes orageux et neigeux maîtrisés rapidement. La FIRE est intervenue à 5 reprises en 2021.

3.1.3 Gouvernance climatique d'EDF

3.1.3.1 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.

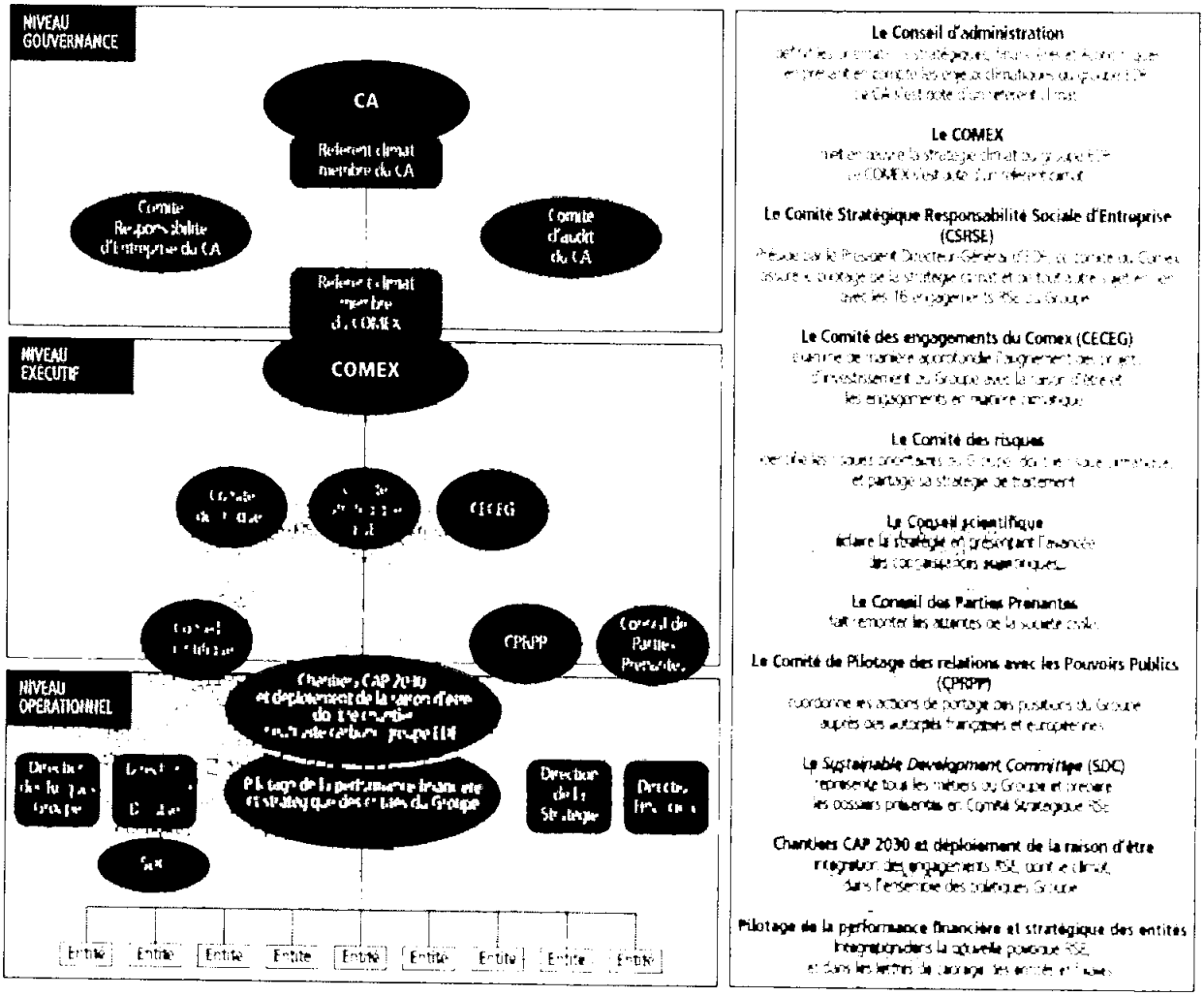
3.1.3.1.1 Une gouvernance récemment renforcée

Pour renforcer sa gouvernance climat, et en ligne avec les meilleurs standards de la TCFD, le groupe EDF s'est doté fin 2020 de Référents Climat au sein de son Comité exécutif et de son Conseil d'administration[2] :

Référent Climat COMEX	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 présente l'ambition de neutralité carbone du Groupe au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration et au Conseil lui-même.
Référent Climat Conseil d'administration	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.

(1) Dans la suite des tempêtes de 1999.
(2) Voir aussi le communiqué de presse du groupe EDF du 10 décembre 2020.

3.1.3.1.2 Cartographie de la gouvernance climatique



3.1.3.2 Mise en œuvre des recommandations de la Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)

3.1.3.2.1 Le groupe EDF et la TCFD

« 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].

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.

Alignement du groupe EDF

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.

(1) fsb-tcfd.org/tcfd-supporters.
(2) 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	Section 3.1.3.1.1
b) Rôle de la Direction dans la gouvernance climatique de l'entreprise	Section 3.1.3.1.1
Stratégie	
a) Description des risques climatiques et opportunités à court, moyen et long terme	Sections 3.1.3.2.2 et 2.2.3
b) Intégration des risques et opportunités dans le modèle économique, la stratégie et les investissements de l'entreprise	Section 3.1
c) Évaluation de la résilience de l'entreprise aux risques climatiques en prenant en compte différents scenarii climatiques	Section 3.1.3.2.3
Gestion des risques	
a) Processus d'identification et d'évaluation des risques climatiques	Section 3.1.3.2.2 Sections 2.1 et 2.2.3
b) Processus de gestion des risques climatiques	Sections 3.1.2 et 3.1.3.2 Sections 2.1 et 2.2.3
c) Intégration dans le processus de gestion des risques de l'entreprise	Section 2.1
Indicateurs et objectif	
a) Indicateurs financiers et non financiers utilisés dans le cadre de la stratégie climatique de l'entreprise	Section 3.1.3.3 Section 3.6
b) Bilan des émissions de gaz à effet de serre des scopes 1 et 2 et, si approprié, du scope 3	Section 3.1.1.2.4
c) Objectifs climatiques de l'entreprise et résultats atteints dans la poursuite de ces objectifs	Sections 3.1.1.1 et 3.1.1.2 Sections 3.1.2.1 et 3.2.2.2

Notation extra-financière

Le groupe EDF répond chaque année aux questionnaires des agences de notation extra-financière spécialisées dans l'analyse des stratégies des entreprises en matière de lutte contre le changement climatique. L'ensemble des résultats obtenus par le groupe EDF pour le *reporting* au titre de l'année 2021 figure en section 3.7 « Notation extra-financière ».

3.1.3.2.2 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 [1].

Les risques physiques du groupe EDF

Catégorie de risque	Description	Impacts potentiels 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, âge 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 changements 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) Ces risques figurent également en section 2.2.3 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » facteur de risque 38 « adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition ».

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 – marché	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 *small modular reactors*, 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 (*Green Bonds*, prêts à impact).
	Actifs échoués	Risque d'actifs thermiques échoués suite à des évolutions réglementaires ou à l'augmentation du prix du carbone.

3.1.3.2.3 L'approche par scénarios pour vérifier la résilience de l'entreprise

La scénarisation des risques de transition

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a montré que l'atteinte de la neutralité carbone au niveau mondial passe par un accroissement de l'électrification des usages, associé à une accélération de la décarbonation de l'électricité. Dans tous les scénarios compatibles avec l'Accord de Paris [1], la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale devrait au moins doubler d'ici 2050 (20 % en 2020) et devenir de très loin le premier vecteur énergétique mondial. L'AIE anticipe un doublement à 2050 de la consommation électrique finale mondiale alors même que la demande en énergie finale diminue du fait du développement de l'efficacité énergétique et de changements comportementaux.

Un profil atypique

Le groupe EDF présente un profil atypique d'exposition aux risques de transition, comparé à la plupart des autres énergéticiens dans le monde. Pour le groupe EDF, premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2, le renforcement des politiques visant à contribuer à atteindre la neutralité carbone ou la hausse des prix du marché de gaz à effet de serre européen constituent de puissantes opportunités de valorisation de ses atouts.

L'utilisation de scénarios

Des scénarios à moyen ou long terme, au périmètre national et européen	Pour évaluer les risques de transition (juridiques, technologiques, de marché, de réputation), le groupe EDF utilise des scénarios à horizon moyen terme (2030 – 2050), sur des périmètres nationaux. C'est le cas de la Stratégie Nationale bas Carbone française (2020) ou du bilan prévisionnel « Futurs Énergétiques 2050 » de RTE (2021).
	Le Groupe utilise également des scénarios à l'échelle européenne, par exemple la stratégie long terme de l'Union européenne (2018) ou l'étude sectorielle *Decarbonisation Pathways* pilotée par Eurelectric.
	Ces scénarios sont cohérents avec les ambitions de l'Accord de Paris. Ils prennent en compte les variables clés suivantes comme données d'entrée : produit intérieur brut, prix des matières premières (charbon, gaz, fioul), demande d'électricité, prix du CO_2, interconnexion électrique entre les pays, coût actualisé de l'énergie des différentes technologies (renouvelables, nucléaire, gaz, CCUS), développement de la mobilité électrique et de l'hydrogène.

Des décisions stratégiques pour couvrir les risques de transition

L'analyse des risques de transition vers une économie neutre en carbone a conduit le groupe EDF à prendre des décisions stratégiques pour maintenir et développer son leadership d'électricien bas carbone : Atteinte du zéro émission nette d'ici 2050 sur tous les périmètres d'émission de gaz à effet de serre, sortie de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, ambition 60 GW pour les renouvelables à 2030, grand carénage pour prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes, lancement du plan solaire, du plan stockage, du plan Mobilité Électrique du Groupe, création d'EDF Pulse Croissance, création d'Hynamics, etc.

(1) *Scénarios Sustainable Development* (SDS) et Net Zero 2050 (NZE), AIE World Energy Outlook 2021

3.1.3.2.4 L'utilisation d'un prix du carbone pour orienter les investissements

Les projets d'investissement du groupe EDF sont passés au crible de sa stratégie CAP 2030 et de son engagement de contribuer à atteindre la neutralité carbone 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) 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 et les trajectoires de prix du carbone associées 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. Dans sa réponse au questionnaire du CDP 2021, EDF indique, à titre d'exemple, que la fourchette de prix du carbone actuellement retenue dans ses scénarios est de 47€/t CO_2 en 2020 à 150 €/t CO_2 l'horizon 2040.

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.

3.1.3.3 La finance au service de la décarbonation

3.1.3.3.1 Alignement avec la taxonomie européenne

Pour un développement complet, voir les sections 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie » et 3.1.1.2.3 « La performance climat au service de la performance intégrée ».

3.1.3.3.2 Recours aux Green Bonds (obligations vertes)

Pour un développement complet, voir la section 6.7 de l'URD.

3.1.3.3.3 Plus de 9 milliards d'euros de lignes de crédit indexées sur les indicateurs ESG du Groupe

72% des lignes de crédit sont indexées sur les indicateurs ESG soit un total de 9,3 milliards d'euros sur 13 milliards d'euros au 31 décembre 2021.

3.1.3.4 Engagement en faveur de politiques climatiques ambitieuses

Le groupe EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation réelle de l'économie.

3.1.3.4.1 Au niveau national

Le groupe EDF œuvre à l'accélération de la transition énergétique française et à l'arrêt de l'utilisation des énergies fossiles. EDF est notamment membre de l'Union Française de l'Électricité (UFE) qui, dans son livre blanc [1] « Une transition énergétique au service des Français », présente un ensemble de réformes pour préparer l'avenir du système énergétique vers le « zéro émission », comme par exemple l'introduction de critères d'empreinte carbone et de localisation dans les choix d'investissement (appels d'offres).

EDF n'est pas membre du MEDEF, mais s'est joint, en août 2019, à l'initiative du MEDEF « Les entreprises françaises s'engagent pour le climat » [2].

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 a suivi avec intérêt les travaux de la Convention Citoyenne pour le Climat et s'est félicité de la prise en compte de nombre de leurs propositions dans la loi Climat Résilience du 22 août 2021.

EDF est engagé dans les travaux d'élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) qui ont débuté en 2021 et qui devront aboutir pour le premier semestre 2024. La SFEC, qui intègre notamment la révision de la Stratégie Nationale Bas Carbone et du Plan National d'Adaptation au changement climatique, constituera 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.

3.1.3.4.2 Au niveau européen

Le groupe 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 du groupe 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 l'ensemble des parties prenantes, y compris par les Organisations Non Gouvernementales (ONG). Ainsi InfluenceMap [3] classe régulièrement le groupe EDF comme l'une des entreprises promouvant le plus activement les enjeux climatiques dans les négociations européennes [4]. EDF agit dans le cadre d'un lobbying transparent et responsable (voir la section 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains »).

Le groupe EDF soutient pleinement le Green Deal européen

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF, a été élu Président d'Eurelectric en mai 2021. Au cours de sa Présidence, Jean-Bernard Lévy prévoit d'axer son mandat autour de quatre piliers : promouvoir le *Green Deal* comme une opportunité sociale, industrielle et stratégique pour tous les Européens ; 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.

EDF intègre la A-list d'InfluenceMap	InfluenceMap est une ONG partenaire de Climate Action 100+, initiative qui représente des investisseurs responsables pour plus de 55 000 milliards de dollars d'actifs sous gestion et qui engage les entreprises à s'investir dans le changement climatique. Le 15 octobre 2021, InfluenceMap a publié une liste de quinze *leaders* du lobbying en faveur de l'action climatique, parmi 350 entreprises. Le groupe EDF intègre cette *A-list*, notamment reconnu pour son « engagement élevé sur une gamme de volets politiques clés ».

(1) ufe-electricite.fr/transition-energetique-au-service-des-francais/
(2) medef.com/fr/communique-de-presse/article/french-business-climate-pledge-les-entreprises-francaises-engagees-pour-le-climat
(3) influencemap.org
(4) Les rapports d'activité de la Direction des Affaires européennes EDF sont accessibles en ligne : www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise responsable/rapports-et-indicateurs/rapports

3.1.3.4.3 Au niveau international

Le groupe EDF, en tant que premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2, fait partie des acteurs non étatiques de premier plan dans les discussions internationales sur le changement climatique.

Race To Zero	Le groupe EDF, en rejoignant en février 2020 l'initiative *Business Ambition for 1.5 degrees : our only future* fait partie du mouvement *Race To Zero* [1] des Nations Unies, la plus grande alliance jamais créée, qui vise à atteindre un niveau d'émissions de carbone net zéro d'ici 2050 au plus tard. (voir la section 3.1.1.1.1 « L'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050 »).
Lettre ouverte aux cadres dirigeants du G20	Le groupe EDF fait partie de la coalition [2] de 778 entreprises menées par *We Mean Business* et appelant les leaders du G20, à l'occasion de leur réunion à Rome en octobre 2021, à relever leurs ambitions climatiques à travers les actions suivantes : l'alignement des contributions déterminées au niveau national dans le cadre de l'Accord de Paris sur un objectif de réduction des émissions d'au moins 50 % d'ici 2030 ; la suppression des subventions aux énergies fossiles d'ici 2025 ; le soutien à l'électrification des transports ; l'alignement des dépenses de relance sur une trajectoire de 1,5 °C.
Pour la sortie du charbon	Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [3] 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. En 2021, le groupe EDF a apporté son soutien au *Global Coal to Clean Power Transition Statement* [4] lancé par la présidence britannique de la COP26 et déjà signé par 23 pays.
Pour un juste prix du carbone	EDF est partenaire de l'initiative *Carbon Pricing Leadership Group* (CPLC) qui rassemble entreprises, gouvernements, universitaires et ONG pour promouvoir le prix du carbone comme outil de décarbonation de l'économie mondiale. Lors du *Climate Action Summit* organisé par le Secrétaire Général des Nations Unies en septembre 2019, le groupe EDF a signé l'appel du CPLC. Il préconise un prix de la tonne de carbone de 40 dollars à 80 dollars d'ici 2020 et de 50 dollars à 100 dollars d'ici 2030, en ligne avec le rapport Stern-Stiglitz de 2017, afin de permettre aux pays de respecter l'Accord de Paris.
EDF à la COP26	La COP26, qui s'est tenue à Glasgow du 1er au 13 novembre 2021, était un événement majeur de l'agenda climatique international puisque les parties à l'Accord de Paris étaient invitées à réviser leur contribution déterminée au niveau national soumise en 2015. Le groupe EDF a pu suivre les négociations sur place et a participé à une dizaine d'événements organisés dans la zone soumise à accréditation, notamment sur l'apport des innovations dans le nucléaire pour renforcer les complémentarités avec les énergies renouvelables et atteindre les objectifs de l'accord de Paris, la contribution des entreprises à l'atteinte de la neutralité carbone planétaire, la mobilisation des citoyens et des salariés dans la transition écologique, la mobilité électrique et l'accès à l'énergie.

3.1.3.4.4 Agir de manière cohérente auprès des parties prenantes externes

Le groupe 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 1er novembre 2020.

Élaboration et validation des positions du Groupe	Toutes les positions clés du Groupe sur les sujets climatiques font l'objet d'une validation par le Comité de Pilotage des Relations avec les Pouvoirs Publics. Ce Comité, co-présidé 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.

3.1.3.4.5 Sensibiliser et informer la société civile

Voir la section 3.5.4.8 « Communication responsable ».

3.1.3.5 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 [5], la rémunération et l'intelligence collective.

3.1.3.5.1 Rémunération liée à la lutte contre le changement climatique

Bonus des cadres-dirigeants 2021	Le critère climat retenu est l'intensité carbone [6] de la production d'électricité et de chaleur du Groupe, à hauteur de 30 % de la part Groupe [7]. Voir la section 3.5.4.6 « RSE et rémunération des cadres dirigeants ».
Accord d'intéressement des salariés	L'accord d'intéressement pour 2021 signé entre la direction d'EDF et les partenaires sociaux intègre, en plus de critères métiers et santé-sécurité, un critère climat sur l'électrification de la flotte de véhicules EV100. Voir la section 3.3.3 « Rémunération ».

(1) racetozero.unfccc.int/
(2) wemeanbusinesscoalition.org/g20-2021-french/
(3) poweringpastcoal.org/members
(4) ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement
(5) Voir la section 3.3.3.6.5 « Le développement des compétences en matière de développement durable ».
(6) Voir la section 3.1.1.2.2 « La performance carbone au service du climat ».
(7) Comprend EDF, Edison, EDF au Royaume-Uni et Luminus.

3.1.3.5.2 Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique

EDF déploie des initiatives directement centrées sur la lutte contre le réchauffement climat que.

Le « Passeport neutralité carbone »

Au travers du programme interne « Combattre le CO_2, 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 ou encore du numérique.

Passeports neutralité carbone	2021
Nombre de passeports obtenus	33 992
Nombre de défis relevés	68 773

La « Fresque du climat »

Le groupe EDF s'est engagé à sensibiliser tous ses 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) [1]. En raison de la crise sanitaire, l'essentiel du déploiement initial a été réalisé sous forme digitale avant que les sessions ne reprennent progressivement en mode présentiel au gré des différentes vagues de la crise. Les retours d'expérience montrent que cette modalité est nettement plébiscitée par les participants. À l'écoute de ses salariés, le Groupe choisit donc de privilégier le mode présentiel et ajuste en conséquence le rythme du déploiement.

Fresque du climat	Objectif	2020	2021
Nombre de salariés ayant participé à la Fresque du Climat	167 157*	3 200	22 000
Nombre de salariés animateurs de la Fresque du Climat		170	780
Nombre de sessions		330	3 500

* *Effectif Groupe à fin 2021 ; voir la section 3.3.3 9 « Détail des effectifs du Groupe ».*

Temps fort 2021*	Le Président-Directeur Général a participé à un atelier de la Fresque du Climat le 16 mars avec 7 salariés issus du groupe EDF et de ses filiales.
	Un atelier s'est tenu le 19 novembre 2021 à destination du Conseil d'administration.
	24 heures de la Fresque : un millier de participants ont contribué à la Fresque du 17 juin 2021 à 08 h 00 jusqu'au 18 juin à 08 h 00. Des ateliers ont été animés dans l'ensemble du Groupe (Nouvelle-Calédonie, Chine, Cambodge, Inde, Émirats arabes unis, Mayotte, la Réunion, Europe Maroc, Cameroun, Guyane, Guadeloupe, Chili, États-Unis) pour que la Fresque soit tenue en continu, à distance ou en présentiel, en français, anglais, espagnol, portugais.

Les conférences « Eco2 »

Eco2 en 2021	Le Groupe a lancé en 2021 les « Conférences Eco2 ». Il s'agit d'un cycle de conférences scientifiques dédié aux enjeux d'une économie neutre en carbone. Une vingtaine de salariés volontaires d'EDF, rejoints par des membres du réseau *Alumni for the Planet**, suivent l'ensemble des débats. L'objectif est de formaliser une description concrète du système économique multi-acteurs qui œuvre pour le climat, le bien-être et le développement, ce qui pourra donner lieu à publication.

* *« Alumni for the planet » est un réseau de diplômés de l'enseignement supérieur qui s'engagent et agissent pour le climat et l'environnement : alumnifortheplanet.org.*

Des « Plans de mobilité durable employeur » élaborés par les salariés

Sites concernés	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 2021, 65 plans de mobilité employeur ont été finalisés à l'échelle du groupe EDF en France.
Implication des salariés	Les salariés sont impliqués dans l'élaboration et la mise en œuvre de ces plans de mobilité employeur.
Dispositifs pour développer la mobilité durable des salariés	Encourager le recours aux transports peu carbonés : essais de vélos et véhicules électriques, forfait mobilité durable pour les co-voitureurs, remises négociées pour l'achat de véhicules électriques.
	Adapter les infrastructures aux nouvelles modalités de déplacement : installation de bornes de recharge, création ou agrandissement des parkings vélos, réservation de places pour le co-voiturage.

(1) Cet outil développé en 2015 par Cédric Ringenbach a déjà permis de sensibiliser plus de 230 000 personnes dans le monde.

3.1.3.6 La R&D au service de la transition énergétique

À fin 2021, la R&D d'EDF compte 1 784 collaborateurs en France issus de 30 nationalités. Elle dispose de l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens, essentiellement dédié à la transition énergétique et climatique.

Répartition des investissements de R&D par technologie

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…). Le nucléaire représente 43 % des dépenses d'EDF R&D et les ENR 14 %.

L'exemple des travaux sur les ACV (Analyse du cycle de vie)

Afin de pouvoir identifier les solutions avec les plus faibles empreintes environnementales, les équipes d'EDF R&D travaillent notamment sur l'analyse du cycle de vie des différentes filières de production d'électricité et d'hydrogène, et des usages du kWh (mobilité électrique, bâtiment, batterie).

Selon le GIEC [1], les émissions de gaz à effet de serre en approche cycle de vie associée à un kWh électrique produit par une installation nucléaire sont de 12 g/kWh, quand les filières éoliennes (*onshore*) et solaires photovoltaïques conduisent respectivement à une empreinte carbone de 11 et 44 g/kWh. Voir la section 1.5 « Recherche et développement, brevets et licences ».

Dans ce cadre, une révision de la dernière étude de référence de l'ACV du kWh produit par le parc nucléaire français est en cours (4 gCO_2eq/kWh établis en 2000) afin d'intégrer les évolutions méthodologiques et les nouvelles données disponibles.

3.1.3.7 L'innovation au service de la transition énergétique

La transition énergétique passe par l'exploration de solutions innovantes. C'est l'objet de l'écosystème « EDF Pulse » (voir la section 3.3.3.6.6 « Le développement d'une culture de l'innovation : l'écosystème EDF Pulse »).

3.1.4 Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants

Un levier majeur de décarbonation	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.
Développer des offres appropriées	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 3.1.4.3 « Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants ».
Poser les conditions d'un développement d'usages sobres et efficaces	Électrifier les secteurs les plus émetteurs de CO_2 suppose de disposer des conditions favorables à un tel développement. Voir la section 3.1.4.2 « Poser les conditions d'un développement efficace des usages de l'électricité ».

3.1.4.1 Engagement dans l'accompagnement de la décarbonation des clients

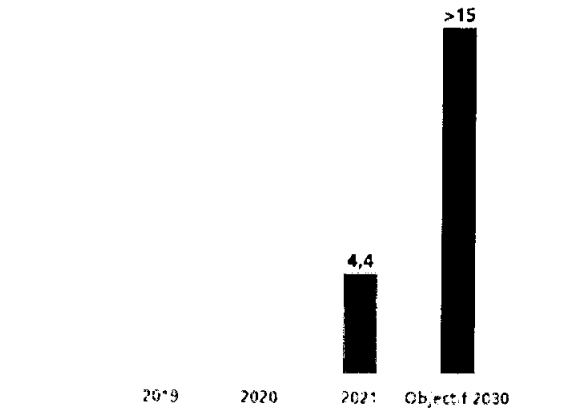
L'un des indicateurs majeurs au regard de la lutte contre le réchauffement climatique concerne les émissions de CO_2 évitées.

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.

En 2021, EDF a calculé les émissions évitées par les produits/services suivants, vendus par EDF et Dalkia : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique sur les sites thermiques ; 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. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ». Un élargissement à d'autres entités du Groupe (Royaume-Uni, Italie et Belgique) et éventuellement à d'autres produits ou services est en cours d'étude.

Le résultat 2021 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 CO_2 évitées grâce à la vente des produits et services innovants (en Mt)



(1) *IPCC Assessment Report 5, 2014, Working Group III – Mitigation of Climate Change, Annex II, Table A.III.2 'Emissions of selected electricity supply'*, valeurs médians.

3.1.4.2 Poser les conditions d'un développement efficace des usages de l'électricité

3.1.4.2.1 Un réseau plus robuste, plus intelligent, plus flexible

La transition énergétique et la révolution numérique transforment en profondeur la gestion du réseau de distribution d'électricité vers plus de robustesse et d'intelligence et davantage de flexibilité.

Plus robuste

Grâce aux programmes de renouvellement, de rénovation programmée et d'enfouissement des lignes dans les zones à risques climatiques, la fréquence de coupure est en baisse ce qui se traduit par une diminution du temps moyen de coupure par client.

	2019	2020	2021
SAIDI (min.)*	79	52	56
CAIDI (min.)	115	76	92,5
SAIFI (min.)	0,69	0,68	0,61

* *SAIDI : System Average Interruption Duration Index ; CAIDI : Customer Average Interruption Duration Index ; SAIFI : System Average Interruption Frequency Index.*

En 2021, le temps moyen de coupure, hors incidents transport et hors incidents exceptionnels (56 mn), est l'un des meilleurs depuis 15 ans. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Plus « intelligent »

En matière de technologie « smartgrid », le réseau HTA (20 kV) est déjà smart puisque supervisé, équipé d'automatismes de réalimentation. S'agissant du réseau BT, le déploiement des compteurs communicants permet aujourd'hui d'avoir une vision en temps réel des caractéristiques de l'électricité au niveau de chaque client. 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.

À fin 2021, 37,6 millions de compteurs ont été posés, dont près de 35 millions en France (soit environ 90 % des clients équipés), mais aussi au Royaume-Uni et en Inde.

	2019	2020	2021
Nombre de compteurs communicants *(en millions)**	26	32	37,6

* *Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».*

Plus flexible

Feuille de route	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
Contrats de flexibilité	Fin 2020, Enedis a signé ses deux premiers contrats de flexibilité, anticipant ainsi la transposition en droit français de la directive marché de l'énergie *Clean Energy Package*.
Offre de Raccordement Intelligente	Enedis va désormais proposer à tout producteur HTA qui le demandera, une offre de raccordement alternative à modulation de puissance (également appelée Offre de Raccordement Intelligente).
Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR	Enedis teste en vraie grandeur sur 8 postes sources des Landes et de la Somme une nouvelle méthode de dimensionnement des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR, avec pour effet immédiat de libérer plus de 200 MW de capacité de raccordement grâce aux flexibilités (Projet ReFlex).
Enedis, 1er du classement mondial du Smart Grid Index	Chaque année, le *benchmark* international *Smart Grid Index* (SGI) évalue le degré « d'intelligence » des réseaux électriques à l'échelle mondiale*. Enedis se classe 1er du classement mondial en 2021 parmi 80 gestionnaires de réseaux.

* *https://www.spgroup.com.sg/sp-powergrid/overview/smart-grid-index*

3.1.4.2.2 Une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage

Des solutions innovantes en matière d'effacement

Contrat électricité Engagement Capacité	Pour les clients alimentés en haute tension et dont la puissance effaçable est supérieure à 300 kW, il est proposé de souscrire un contrat électricité Engagement Capacité. Le client déclenche ses effacements selon différents formats moyennant rémunération.
Des offres sur mesure	Agregio est une filiale du Groupe au service des producteurs d'électricité renouvelable et des entreprises qui disposent de capacités d'effacement qu'ils peuvent, grâce à elle, valoriser au mieux sur les marchés de l'électricité. Pour les producteurs d'électricité, Agregio propose des offres sur-mesure pour optimiser et vendre leur production sur les marchés. Agregio s'adresse également aux consommateurs industriels et tertiaires qui sont prêts à réduire ou à déplacer leur consommation contre rémunération.

(1) Pour une présentation complète des activités d'Enedis, filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion, voir la section 1.4.4.2 « La distribution – Enedis ».

Des solutions innovantes en matière d'autoconsommation et de stockage

Plan stockage	La stratégie de développement du stockage initiée en 2018 se traduit par environ 1,1 GW de projets réalisés ou sécurisés à fin 2021. En 2021, le Groupe a procédé à la mise en service de 145 MW d'installations de batteries dans les ZNI, au Royaume-Uni ainsi qu'aux États-Unis, et diversifié ses zones de développement de nouveaux projets (Afrique du Sud, Pérou et Chine). 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.
EDF Store & Forecast	La filiale EDF Store & Forecast développe et commercialise une solution logicielle d'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux *via* la prévision et le stockage d'énergie. Elle propose également des systèmes de stockage d'électricité clés en main.
Dalkia Smart Building	Le premier double *smart-grid* thermique et électrique de France dans l'écoquartier « Nanterre Cœur Université » est un réseau intelligent qui relie les différents immeubles et mutualise les besoins des occupants. Ce mix énergétique innovant associant géothermie, aérothermie, biomasse et valorisation de chaleur fatale, assure une alimentation en chauffage, eau chaude et climatisation à partir de 60 % d'énergies renouvelables. L'électricité nécessaire à son propre fonctionnement est produite *via* le photovoltaïque et la cogénération en autoconsommation [1].
DREEV	DREEV est une nouvelle filiale d'EDF qui valorise la capacité de flexibilité de la charge et de stockage des véhicules électriques. Il est *leader* en France et Europe dans le déploiement [2] de la technologie V2G (*Vehicle-To-Grid*) pour les entreprises (flottes d'entreprises, bus, etc.), qui permet aux bornes de réinjecter l'énergie dans un bâtiment ou le réseau pour différents services. En 2021, DREEV est devenu la première entreprise française certifiée par RTE pour rendre des services système au réseau avec des véhicules électriques (*Vehicle-to-Grid*). Il participe au projet EVVE, le plus grand projet européen de déploiement de bornes V2G (800 bornes à installer d'ici 2025).

L'intelligence artificielle et la blockchain au service de la flexibilité

Dalkia Analytics	Dalkia Analytics offre un service de pilotage de la performance énergétique et environnementale destiné aux sites à enjeux industriels. Cette offre, 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.
Enerbrain	EDF Pulse Holding a pris une participation dans Enerbrain, *start-up* italienne spécialisée dans les solutions de *smart building*. Elle a développé une solution d'optimisation de l'efficacité énergétique des bâtiments tertiaires qui s'appuie sur la technologie IoT intégrant l'intelligence artificielle.
Metroscope	La technologie Métroscope repose sur une combinaison inégalée de Jumeau Numérique et d'Intelligence Artificielle, développée par les chercheurs de la R&D. Elle peut diagnostiquer, en temps réel, les pertes de performance d'une installation industrielle. En cours de déploiement sur le parc nucléaire, Metroscope a vocation à être commercialisé auprès des clients industriels d'EDF.
O One	En Belgique, un algorithme capable de prédire finement les congestions sur le réseau (« O-One », développé par ORES) a été expérimenté sur un parc éolien de Luminus à Lierneux entre 2019 et 2020. Cet outil de gestion active du réseau permet de mieux anticiper les risques et d'aller au-delà des limites d'injection imposées aux éoliennes, augmentant la moyenne de production du parc.

3.1.4.2.3 Une électricité décarbonée à un prix abordable

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, 23 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 1 200 000 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.

Des prix inférieurs à la moyenne européenne

À fin 2021, le prix moyen de vente (HT) de l'électricité au Tarif Réglementé, qui sert de référence à l'ensemble du marché des clients particuliers dans la mesure où la plupart des fournisseurs alternatifs positionnent leur prix par rapport à ce tarif, était pour les clients résidentiels d'EDF de 128,6 €/MWh. En moyenne, chaque mois, un client résidentiel qui a signé un contrat « 6 KVA Base » (consommation mensuelle de 200 kWh) dépense 28,8 euros HTT (42,6 euros TTC) pour sa facture d'électricité. Un client résidentiel, avec un contrat « 9 KVA HP/HC » (consommation mensuelle de 600 kWh dont 57 % en heures pleines), dépense 74 euros HT (112,8 euros TTC) pour son électricité. Sur le niveau de prix payé par le consommateur, un ménage au TRV consomme en moyenne 4,9 MWh d'électricité par an, soit une facture moyenne de 943 euros TTC/an. Au 1er semestre 2021, le prix du MWh d'électricité en France, comparé aux autres pays de la zone euro, était 22 % moins cher pour les ménages français, et 26 % moins cher pour les professionnels situés en France. En 2021, le prix moyen de vente (HTT) de l'électricité au Tarif Réglementé était pour les clients non résidentiels de 132,5 €/MWh.

(1) dalkiasmartbuilding.fr/double-smart-grid-ecoquartier-nanterre-coeur-universite
(2) Via Izivia.
(3) Clients du marché d'affaire au TRV (Tarifs Réglementés de Vente) raccordés en BT ≤ 36 kVA.

Des innovations contractuelles et financières

Les innovations contractuelles et financières [1] font partie des leviers influant le coût abordable de l'électricité, par exemple :

Contrat d'électricité prix fixe	EDF Entreprises propose dans ce cadre un seul contrat et une seule facture pour l'ensemble des sites d'un client. Ce « Contrat électricité prix fixes » s'adresse aux entreprises.
Power Purchase Agreement (PPA)	Un *Power Purchase Agreement* (PPA) est un contrat entre un acheteur d'électricité et un producteur d'électricité d'origine renouvelable, à un prix négocié pour toute la durée du contrat. Ce modèle de contrat encourage le développement des énergies renouvelables et constitue un engagement supplémentaire des clients dans le développement des Énergies Renouvelables en complément de la certification par le système de garantie d'origine de la provenance de l'énergie.
	EDF met par exemple à disposition de Bouygues Telecom 203 GWh d'électricité renouvelable entre 2022 et 2024, soit l'équivalent de la production électrique de six parcs éoliens exploités par sa filiale EDF Renouvelables et retenus par l'opérateur de télécommunications. Le contrat de fourniture établi pour une durée de trois ans, garantit ainsi le prolongement de l'exploitation de ces parcs en sortie du dispositif d'obligation d'achat. L'approvisionnement du PPA intégré dans le contrat de fourniture de Bouygues Telecom sera assuré via Agregio, la filiale du groupe EDF spécialisée dans la valorisation des productions d'énergie renouvelable.
L'accompagnement financier	La Prime économies d'énergie d'EDF Entreprises permet de contribuer au financement des travaux de rénovation et d'efficacité énergétique des équipements et des bâtiments.

3.1.4.2.4 La qualité de service, gage de confiance

La pratique des enquêtes de satisfaction clients est généralisée à toutes les Directions et filiales concernées. Cette pratique, mobilisée comme levier de conception et de *management* des offres, nourrit les plans d'action en vue de l'amélioration continue du service.

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 [2]. Selon les derniers rapports du Médiateur National de l'Énergie, EDF a le taux de litiges le plus bas parmi l'ensemble des fournisseurs d'énergie en France [3]. En 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. Voir la section 3.4.2.1.4 « Focus sur les métiers de la clientèle ».

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. En 2021, EDF & Moi a été nominée aux *Webby Awards* et 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.

Sur la base des statistiques détaillées de l'année passée, on observe que près de 6,2 millions de clients se sont connectés au moins une fois dans l'année à ces solutions. Plus de 800 000 d'entre eux sont des utilisateurs « superactifs », dans le sens où ils se sont connectés au moins 6 fois les 6 derniers mois. Les utilisateurs se sont connectés en moyenne chacun un peu plus de 11 fois. Les visites sont relativement saisonnières : les pointes de consultation sont principalement observées en hiver, en période froide. Elles sont plus fréquentes en début de semaine, entre le lundi et le mercredi. 64 % des visites sont effectuées depuis un mobile, 31 % depuis un ordinateur et 5 % depuis une tablette. À chaque visite, les utilisateurs visualisent en moyenne 12 pages, sur une durée moyenne de 2,5 minutes (près de 4 minutes depuis un ordinateur et 2 minutes depuis un mobile).

3.1.4.2.5 La réglementation RE 2020 soutient le développement des usages de l'électricité

Fin 2020, le gouvernement avait annoncé ses premiers arbitrages pour la nouvelle Réglementation Environnementale RE 2020 s'appliquant aux logements neufs. EDF, convaincu de l'urgence d'électrifier les usages, a participé à la concertation qui s'est engagée. Les textes d'application de la RE 2020 ont été publiés le 3[e] juillet 2021 pour les secteurs du logement, des bureaux et de l'enseignement. La nouvelle réglementation entre en vigueur au 1[er] janvier 2022 pour la construction neuve résidentielle en habitat individuel et collectif, ainsi que pour les bâtiments de bureaux et d'enseignement et un an plus tard pour les autres bâtiments tertiaires.

L'empreinte carbone des produits de construction et équipements (construction) sera progressivement réduite d'ici à 2031, calculée selon la méthode de calcul ACV dynamique.

	2019	2020	2021
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation *(en millions)**	47	73	74,3

* *Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».*

3.1.4.3 Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants

Le développement des usages de l'électricité, appelé à s'amplifier, constitue un levier majeur d'accompagnement des clients vers la neutralité carbone. Dans cet objectif, le groupe EDF s'est engagé à développer une large palette d'offres adaptées aux différents marchés.

(1) Voir également la section 1.4.2.2 « Les activités de la Direction Commerce ».
(2) Satisfaction à chaud sur contact téléphonique.
(3) Le Médiateur National de l'Énergie, rapports annuels 2018, 2019 et 2020, taux de litiges reçus sur les contrats gaz ou électricité pour des clients résidentiels des fournisseurs nationaux ayant plus de 100 000 clients sur la zone Enedis/GRDF.

3.1.4.3.1 Des solutions de décarbonation pour l'habitat

Le Groupe développe et commercialise des solutions de décarbonation pour ses clients de l'habitat individuel et collectif : isolation, pompes-à-chaleur, chauffe-eau thermodynamiques ou solaires, solutions d'autoconsommation ou de maîtrise des consommations. Ces offres sont portées par EDF et ses filiales [1] :

Rénovation énergétique	IZI by EDF ne cesse de compléter son offre de rénovation énergétique performante afin d'accompagner les clients particuliers et commerçants dans la transition énergétique. En 2021, IZI by EDF a triplé ses ventes de pompes à chaleur air-eau et de bornes de recharge pour véhicules électriques à domicile. Sa gamme évolue par la création de nouvelles offres : isolation des murs par l'extérieur, pompes à chaleur air-air etc.
Entretien, dépannage et installation	Le groupe Cham est présent partout en France pour l'entretien, le dépannage et l'installation de chaudières et pompes à chaleur. Cham redéfinit son ambition pour devenir le spécialiste des solutions de chauffage et d'eau chaude [2].
N° 1 de l'autoconsommation en France	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. Cette offre permet au client de maximiser son taux d'autoconsommation, de suivre en temps réel sa consommation en ligne et de maîtriser ainsi ses dépenses énergétiques (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »). Avec 30 % des installations photovoltaïques sur le marché résidentiel, EDF ENR est le numéro un de l'autoconsommation solaire en France.

3.1.4.3.2 Des solutions de décarbonation pour l'industrie

Le conseil en décarbonation

Le groupe EDF accompagne les industriels afin d'identifier et de mettre en œuvre des solutions sectorielles en vue de réduire leur empreinte carbone. Le plan France Relance consacre 1,2 milliard d'euros à la décarbonation de l'industrie avec le lancement de plusieurs appels à projets. Le groupe EDF accompagne et réalise de nombreux projets lauréats.

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 infrarouges, fours à induction et à arc (en substitution d'alimentation fioul ou gaz) et de la compression mécanique de vapeur.

Pompe à Chaleur Haute Température - PAC HT	EDF R&D, en collaboration avec les constructeurs de PAC, a développé de nouvelles technologies permettant de valoriser l'énergie fatale contenue dans les effluents liquides à basse température, en la restituant à un niveau de température jusqu'à 140 °C. La valorisation thermique des rejets industriels réduit considérablement les consommations énergétiques et les émissions de CO_2. EDF Entreprises, avec l'appui d'EDF R&D, accompagne cinq de ses clients industriels dans la mise en place de PAC HT.

Chaleur bas carbone

Dalkia, en s'appuyant sur sa filière d'approvisionnement biomasse, est un acteur de référence sur la chaleur bas carbone. Dans le cadre du plan de relance, le groupe EDF est lauréat de plus eurs projets de chaudières biomasse en substitution du gaz naturel ou du charbon.

Chaleur fatale	Les équipes de Dalkia ont mis en place chez Thales Alenia Space un nouvel équipement de production de froid d'une puissance de 1,2 MW pour compléter celle des groupes froids de l'industriel. Des échangeurs thermiques y ont été installés afin de récupérer la chaleur dite « fatale » et l'utiliser pour réchauffer la boucle d'eau chaude de l'usine, dans un principe d'économie circulaire. Elle garantit 80 % des besoins en chaleur de l'industriel et permet de réaliser 45 % d'économie d'énergies.
Chaufferies biomasse	Solvay : installation d'une chaudière biomasse de 30 MW, en substitution du gaz naturel, sur une usine employant 300 personnes, pour éviter l'émission de 48 400 tCO_2/an.

Accompagnement global

Stellantis	Fournisseur en énergie de plus de 150 sites de PSA, EDF accompagne le constructeur dans l'identification des gisements d'économies d'énergie, notamment en réalisant un plan de performance énergétique.
	Les filiales d'EDF accompagnent PSA afin d'améliorer sa performance énergétique et de décarboner ses usages : • Dalkia : à Charleville-Mézières, Dalkia récupère la chaleur fatale issue des fours de l'usine PSA pour la réinjecter dans le réseau de chaleur de la ville. Dalkia assiste six sites PSA sur des questions liées à la fourniture et à la récupération de chaleur, au raccordement au réseau local et à d'autres prestations multi techniques ; • Perfesco : recherche toutes les pistes d'optimisation énergétiques, de l'éclairage aux équipements de process, sur plusieurs sites et projets PSA en France et à l'étranger. Ce travail de reconception génère des économies d'énergie de plus de 10 GWh par an ; • Izivia : pour l'électrification de sa flotte interne, PSA a choisi le réseau de bornes de charge rapide d'Izivia. Elles équiperont les sites tertiaires et industriels du constructeur dans huit pays d'Europe.

(1) Voir aussi l'offre « Mon chauffage durable » en section 3.3.4.2 « Lutte contre la précarité énergétique »

(2) Voir également l'offre « Solution Dépannage Confience » en section 1.4.2.2.1.1 « Les clients particuliers », et notamment « Les fonctionnalités et les services ».

3.1.4.3.3 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'écoserres agricoles par valorisation des déchets ménagers, ou encore la mise en place d'une pile à hydrogène pour alimenter des machines à traire. EDF a annoncé le 8 septembre 2021, la publication d'un Livre blanc pour favoriser la transition énergétique du monde agricole et accompagner l'agriculture de demain vers la neutralité carbone.

3.1.4.3.4 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.

Accompagnement (Futuroscope)	Dalkia accompagne le Futuroscope de Poitiers dans la mise en œuvre de son programme environnemental. Celui-ci couvre notamment la création d'un réseau de chauffage et de climatisation permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % et d'atteindre 70 % d'autoconsommation énergétique d'ici 2025.

3.1.4.3.5 Des solutions de décarbonation pour les collectivités

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires.

Thalassothermie (Ville de Sète)	La ville de Sète accélère sa transition écologique avec Dalkia grâce à un réseau privé de thalassothermie. Destiné à fournir en chauffage et en climatisation les logements, le futur réseau sera alimenté à 73 % par la mer Méditerranée. À terme, l'émission de 4 600 tonnes de CO_2 sera évitée chaque année. Une réduction de l'ordre de 5 % sur la facture énergétique moyenne est attendue.

3.1.4.3.6 Des solutions de décarbonation pour le transport

Le plan mobilité électrique

Objectifs	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 400 000 points de charge et l'exploitation de 20 000 points de *smart charging* d'ici 2023. Fin 2021, le groupe EDF avait déployé près de 200 000 PDC, dont plus de 150 000 PDC au Royaume-Uni et près de 20 000 en France, et 10 000 points de *smart charging*.

Le 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, et collectivités.

IZIVIA	IZIVIA, acteur de référence en France, est l'un des premiers exploitants de réseau de recharge.
Réseaux	Il a actuellement plusieurs projets majeurs qui viendront compléter l'offre de recharge rapide en milieux urbain et périurbain, tels que : • le déploiement en cours sur les 59 communes de la Métropole de Lyon d'un réseau interopérable de 170 stations pour 641 points de recharge ; • le déploiement d'ici 2022 au sein de la Métropole Aix-Marseille-Provence de plus de 80 nouveaux points de charge opérés avec l'ensemble des services à l'utilisateur.
Services de pilotage intelligent de la recharge	Le projet « Flexitanie » lancé par EDF, la région Occitanie et l'ADEME testent à grande échelle un service de pilotage de bornes de charge bidirectionnelles (*Vehicle-to Grid*). Ces bornes installées par Izivia et adossées à la technologie de la flotte DREEV pourront alimenter une flotte de 100 voitures électriques.
PV et bornes de recharge	EDF, ENR et IZIVIA proposent aux entreprises ou collectivités d'installer des ombrières photovoltaïques équipées de bornes de recharge.
IZI by EDF	IZI by EDF, la marque de services de proximité d'EDF, propose l'installation de solutions de recharge à domicile ou pour un petit local professionnel.
Royaume-Uni	L'acquisition de l'entreprise britannique Pod Point en février 2020 [1], l'une des plus grandes entreprises spécialisées dans la recharge pour véhicules électriques au Royaume-Uni, contribue à l'atteinte de ces objectifs.
États-Unis	L'acquisition de PowerFlex Systems (PowerFlex) en septembre 2019, société pionnière dans le domaine des technologies de recharge pour véhicules électriques, basée à Los Altos en Californie, permet de créer un écosystème unique d'énergie décentralisée. Il associe des solutions de charge intelligente pour véhicules électriques ou de charge d'énergie des bâtiments, à des moyens de production d'énergie solaire et de stockage.

(1) Voir le communiqué de presse du groupe EDF du 14 février 2020.

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). Ci-après les nouveaux partenariats conclus en 2021 :

Volkswagen, Toyota, Vinfast	Le groupe EDF a conclu des accords de coopération avec les groupes constructeurs Volkwagen, Toyota et Vinfast pour accompagner leurs clients dans la motorisation électrique. Ces partenariats permettent notamment de promouvoir auprès des acquéreurs de véhicules des offres attractives de fourniture d'électricité d'EDF adaptées aux attentes des particuliers (Vert électrique Auto, Vert Électrique Régional) comme des entreprises (Contrat flexible), et les solutions de recharge du Groupe.
BMW Group	En Belgique, Luminus a noué un partenariat stratégique avec BMW Group Belux afin de développer sur trois ans, des offres pour les concessionnaires, les entreprises et les particuliers en termes d'infrastructures de recharge et de suivi de la consommation d'une flotte.

L'engagement sur la flotte de véhicules d'EDF (EV 100)

Le groupe EDF a été le premier groupe français à signer l'engagement « EV 100 » visant un parc de véhicules légers 100 % électriques à l'horizon 2030. Ce projet intègre à la fois près de 45 000 véhicules et les infrastructures de recharge de près de 2 000 sites à travers le monde dont environ la moitié sont déjà équipés à fin 2021.

Au Royaume-Uni, EDF applique l'engagement « EV100 » d'EDF en introduisant un catalogue de véhicules à très faibles émissions et a un taux d'électrification de sa flotte de 10,7 %. Le taux d'électrification de la flotte automobile de Luminus est de 40 % à fin 2021.

Engagement EV 100	Objectif 2030	2020	2021
Part des véhicules électriques au sein de parc de véhicules légers du groupe EDF	100 %	12,2 %	17,3 %

3.1.4.3.7 Focus sur les solutions hydrogène [1]

L'utilisation d'hydrogène renouvelable et d'hydrogène électrolytique bas carbone représentent des solutions intéressantes en vue de décarboner les secteurs pour lesquels l'électrification directe n'est pas possible. C'est le cas des industries du raffinage, de la chimie ou encore du transport lourd.

Hynamics	EDF a décidé en 2019 de créer Hynamics, une nouvelle filiale détenue à 100 %, afin de devenir *leader* de la production d'hydrogène bas carbone à partir d'électrolyse de l'eau. Hynamics vise un objectif de décarbonation de l'économie en ciblant les segments de l'industrie et du transport très émetteurs de CO_2 et dont la décarbonation via l'électricité est plus difficile (raffinerie, chimie, cimenterie, bus, trains, navettes maritimes et fluviales, aéronautique). Fort de son modèle investisseur et exploitant/mainteneur, elle offre des solutions clé en main sur le territoire français et plus généralement en Europe.

Hydrogène en France

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 CO_2 capté et combiné avec de l'hydrogène produit par plus de 330 MW d'électrolyse de l'eau. Situé en Isère sur le site de Montalieu, le projet a été prénotifié par l'État français à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2 (Projets importants d'intérêt européen commun). Avec une production de 200 k tonnes de méthanol de synthèse par an, soit un quart de la consommation nationale, le projet avec une mise en service prévue en 2026 permettra d'éviter près de 500 k tonnes de CO_2 par an.

Hynamics a été lauréate des appels à projet ADEME mobilité pour l'alimentation des bus de l'Agglomération de l'Auxerrois et du Grand Belfort. Hynamics et Transdev ont inauguré en conséquence le plus grand site de production et de distribution d'hydrogène renouvelable en France à Auxerre. D'une capacité de 1 MW, la station baptisée AuxHYGen peut produire jusqu'à 400 kg d'hydrogène vert par jour grâce à l'électrolyse de l'eau. Cette première réalisation permettra d'éviter l'émission de 2 200 tonnes de CO_2 chaque année. Elle alimente cinq bus à hydrogène (soit 20 % de la flotte) exploités par Transdev Auxerrois sur le réseau de transport urbain. À horizon 2025, l'ambition est d'étendre les capacités de production de ces installations de 1 à 3 MW pour accompagner le déploiement de tous les usages de l'hydrogène, en particulier les trains à hydrogène Alstom commandés par la région Bourgogne Franche Comté.

A Belfort, la communauté d'agglomération a signé avec Hynamics un premier contrat de vente d'hydrogène *via* une station de production et de distribution d'hydrogène qui permettra d'alimenter 7 bus dès 2023. Une commande de 20 bus supplémentaires est déjà prévue par l'opérateur de transport en commun afin de porter à 27 le total de bus zéro émissions en circulation (soit 50 % de la flotte). Cette station permettra également d'alimenter en hydrogène décarboné les industriels locaux.

Hydrogène en Allemagne

En août 2020, la JV Westkuste100, dans laquelle Hynamics détient 24 % des parts, a été lauréate d'une aide de 15 millions d'euros pour l'installation d'un électrolyseur de 30 MW, l'un des plus importants d'Europe, sur le site de la raffinerie de Heide dans le Schleswig Holstein dans le cadre du programme allemand Reallabor. L'extension du projet baptisé Hyscale100 prévoyant le déploiement de près de 2 GW d'électrolyse d'ici 2030 pour répondre aux besoins en hydrogène de la raffinerie, mais également produire des carburants de synthèse, a été prénotifiée par l'État allemand à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2 (Projets importants d'intérêt européen commun).

Hydrogène en Belgique

En 2020, avec le soutien d'Hynamics, Luminus s'est positionné sur plusieurs projets visant à développer, financer, construire et exploiter des sites de production d'hydrogène en Belgique. Dès novembre 2019, Luminus avait 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 vert en Belgique, afin de décarboner les usages industriels, la mobilité lourde et la logistique. Ce projet prévoit de connecter les éoliennes de Luminus et le parc solaire de Terranova à un électrolyseur qui doit produire de l'hydrogène vert à partir de 2022-2023. Des études détaillées sont en cours concernant un électrolyseur de 1 MW, à construire sur le site de Terranova. La deuxième phase du projet pourra atteindre 5 MW. Deux autres partenariats ont été signés à Mouscron et en Wallonie Picarde.

(1) L'hydrogène est actuellement fabriqué à 95% à partir d'énergies fossiles, ce qui génère du CO2 d'où son appellation hydrogène « gris ». L'hydrogène (H_2) peut être créé soit à partir de méthane par vaporéformage, soit en scindant une molécule d'eau (H_2O) 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'H_2 « 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.

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 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.

67 %
TAUX DE RÉALISATION DANS ACT4NATURE

20 %
TAUX DE MISE EN ŒUVRE DE SOLUTIONS INNOVANTES EN FAVEUR DU FONCIER

0,86 l/kWh
INTENSITÉ EAU

92,7 %
TAUX ANNUEL DE DÉCHETS CONVENTIONNELS VERS DES FILIÈRES DE VALORISATION

3.2.1 Biodiversité

3.2.1.1 Engagement et politique du groupe EDF

Un engagement renouvelé

Engagé de longue date à travers une politique dédiée, le groupe EDF vise systématiquement à minimiser l'impact de ses activités sur la biodiversité. Aujourd'hui, cette ambition se traduit notamment par son engagement dans deux dispositifs.

Engagements biodiversité 2020-2024	En France : initiative « Entreprises Engagées pour la Nature » (EEN) portée par l'Office français de la Biodiversité (OFB).	• Engagements SMART (Spécifiques, Mesurables, Additionnels, Réalistes, Temporellement encadrés).
	À l'international : initiative *act4nature International* initiée par l'Association Française des Entreprises pour l'Environnement (EpE).	• Thématiques d'engagement : Réduction de la contribution aux facteurs de pressions IPBES (1) ; renforcement et partage des connaissances scientifiques ; sensibilisation et gouvernance.

Périmètre - Groupe	Ces engagements couvrent l'ensemble des métiers du Groupe, sur l'ensemble des régions géographiques et sur le périmètre des activités opérationnelles qui présentent des enjeux biodiversité.

Analyse des enjeux biodiversité	Le Groupe a développé en 2021 une analyse des enjeux biodiversité sur l'ensemble de la chaîne de valeur, en incluant les enjeux amont et 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*). Il ressort que les enjeux principaux portent, non seulement sur les opérations directes, mais aussi sur l'amont de la chaîne de valeur du groupe EDF. Certaines de ces activités amont, notamment les approvisionnements en certains combustibles et matériaux, presentent des enjeux de dépendances à la nature (ressources, services de régulation) et de pressions (par ex. sur les écosystémes et la ressource en eau). Il ressort de l'analyse de matérialité des risques – analyse conduite sur sept types de risques (risques liés aux ressources, risques opérationnels, risques de vulnérabilité, de réputation, de financement, réglementaires ou de marché) – que les risques sont globalement correctement identifiés et couverts avec certaines marges d'améliorations.

Initiative TNFD	En 2021, EDF a rejoint le Forum de la *Taskforce on Nature-related Financial Disclosure* (TNFD) en mettant à disposition les compétences du Groupe, mais aussi en participant, le cas échéant, à des projets pilotes.

Empreinte biodiversité - Test de méthodes	Acteur dans la préservation des ressources naturelles de la planète, EDF cherche à disposer d'outils crédibles et reconnus en matière d'empreinte biodiversité. En 2021, EDF a testé deux méthodes sur des sites nucléaires et thermiques : le *Global Biodiversity Score* (GBS) et le *Product Biodiversity Footprint* (PBF).
SBT for Nature	Soucieux de disposer d'une méthodologie d'action fondée sur la science, EDF teste, avec un collectif d'entreprises françaises, les premières étapes de la méthode SBT pour la Nature. Ces travaux feront l'objet d'une publication du collectif en 2022.

(1) *IPBES Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services*

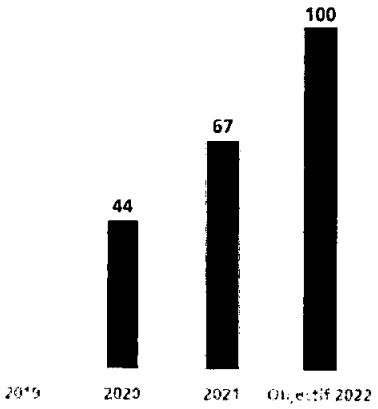
3.2.1.2 Les résultats en 2021

L'indicateur clé pour le Groupe est basé sur la réalisation d'actions engagées dans le cadre de *Act4nature international*.

Ce taux de réalisation porte sur six des actions, répondant aux engagements en matière de réduction de la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs ; de renforcement de l'amélioration des connaissances et de leur partage ; de renforcement de la gouvernance des sujets de biodiversité et la sensibilisation des salariés.

La méthodologie de cet indicateur est précisée en section 3.6 « Méthodologie ».

Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif Act4Nature International (en %)



3.2.1.3 L'action du Groupe

3.2.1.3.1 Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs

La plupart des pressions exercées sur la biodiversité sont strictement encadrées par la réglementation. Le rapport de l'IPBES 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. EDF a construit son programme d'action en vue de minimiser son impact sur chacun de ces facteurs.

Changement d'usage des terres et des mers

Toutes filières confondues

Doctrine	Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [1], 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 [2].

Projets	Pour ses nouveaux projets, le Groupe optimise son emprise et, dans le cas de déconstruction de ses installations, agit pour reconquérir le milieu naturel. S'agissant des décisions d'investissement, 100 % des projets présentés au CECEG [3] font l'objet d'un criblage sur les enjeux de biodiversité.
Ouvrages en exploitation	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.
Compensation par l'offre	L'entreprise a expérimenté en Isère la compensation par l'offre avec l'association « Initiative Biodiversité Combe-Madame » et les acteurs du territoire. L'expérimentation a pris fin avec la restitution du projet auprès des parties prenantes en 2021. Le dialogue se poursuit autour des actions qui pourraient être continuellement menées à l'avenir sur ce site d'intérêt sur les plans écologique et scientifique.

Filière Éolien et Photovoltaïque

Les centrales éoliennes et solaires contribuent à la lutte contre le réchauffement climatique et à la protection de l'environnement, même si leur construction et leur exploitation ne sont pas exemptes d'impacts sur la biodiversité. Toutes les activités renouvelables du Groupe s'inscrivent ainsi dans une démarche proactive visant à limiter et contrôler les impacts, et à rechercher et mettre en œuvre les meilleures solutions techniques et technologiques pour préserver l'environnement.

Lignes directrices	Le groupe EDF, l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), EDP et Shell ont élaboré en partenariat des lignes directrices [4] pour hiérarchiser les mesures d'atténuation et les meilleures mesures disponibles permettant de réduire les impacts sur la biodiversité des projets éoliens (en mer et terrestre) et photovoltaïques.
EDF Renouvelables	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 2021, 100 % des parcs présentant un enjeu biodiversité disposent de ce plan de gestion de la végétation.

(1) 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.
(2) En France, la loi biodiversité de 2016 requiert de la part des entreprises que « les mesures de compensation visent un objectif d'absence de perte nette, voire de gain de biodiversité ».
(3) Comité des engagements du Comex (CECEG).
(4) portals.iucn.org/library/node/49283.

Filière hydroélectrique

Les ouvrages de production hydrauliques peuvent influer sur la continuité écologique en milieu aquatique. Le Groupe a mis en place plus de 200 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 ») et de démantèlements de seuils en rivière.

Poutès	Ce projet permet un accès aux frayères en amont de l'ouvrage qui concentrent 47 % du potentiel de production de juvéniles de saumons du bassin Allier, qui réunit l'essentiel du potentiel du bassin de la Loire.
Romanche Gavet	Ce projet améliore considérablement l'état des milieux naturels et aquatiques de la vallée de la Romanche. Il consiste à remplacer six centrales et cinq barrages anciens par un nouveau barrage et une nouvelle centrale souterraine plus performante. Le nouveau barrage est équipé d'un dispositif de continuité sédimentaire et piscicole à la montaison et à la dévalaison. Depuis 2021 et jusqu'en 2024, le projet se poursuit par la déconstruction des barrages permettant la libre circulation piscicole en intégrant les enjeux hydromorphologiques du cours d'eau. En 2024, l'ensemble des anciens ouvrages auront été déconstruits. 4 hectares d'emprise industrielle auront été ainsi rendus au milieu naturel dont 1 hectare à la rivière.
Vezins et La Roche-Qui Boit	Sur la Sélune, EDF a engagé la phase de déconstruction du barrage de la Roche Qui Boit. Ces actions doivent aboutir à la restauration complète des fonctionnalités naturelles du fleuve, l'ouvrant à la reconquête des poissons migrateurs amphihalins (saumons, anguilles, aloses, lamproies).
Belgique	Luminus et ses partenaires (Université de Liège et Namur, Profish, EDF R&D) ont poursuivi le programme visant à modéliser le comportement des poissons migrateurs et à réduire leur mortalité lors du passage dans les ouvrages hydroélectriques. Le programme « Life4Fish » (2017-2023) est financé à hauteur de 1,913 million d'euros par la Commission européenne, dans le cadre des programmes *Life*, pour un coût total de 4 millions d'euros.

Filière nucléaire et thermique classique

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. Voir la section 3.2.2 « Gestion responsable du foncier ».

Dans ce cadre [1], EDF s'est engagé à suivre, pour à terme le limiter, le niveau d'imperméabilisation des sols lors de la reconversion des anciens sites thermiques continentaux.

En 2020, une première évaluation du foncier imperméabilisé a été réalisée à partir des données de taux d'imperméabilisation de la base d'occupation des sols *Corine Land Cover*. [2] Environ 20 % de ce foncier est estimé avec un taux d'imperméabilisation supérieur à 50 %.

En 2021, les travaux ont été poursuivis sur la comparaison du champ des possibles en vue d'évaluer l'artificialisation sur le foncier thermique en reconversion. Des études ont été menées sur les différentes activités de déconstruction des anciennes centrales thermiques en vue d'identifier les opérations susceptibles d'avoir un impact positif sur le niveau d'imperméabilisation des sols (retrait de revêtements, constitutions de remblais). Des travaux exploratoires de R&D ont été initiés en partenariat avec le BRGM en vue d'une première évaluation sur un site des fonctions des sols après leur réhabilitation (réhabilitation réalisée dans le cadre d'un plan de gestion validé par l'administration).

Désimperméabilisation	À l'échelle des sites, trois emprises pourront être considérées comme nouvellement désimperméabilisées en 2022 : • de façon temporaire, 8 ha de l'ancien parc à charbon de la centrale de Vitry sur Seine (77) ; • de façon pérenne près de 10 ha de l'ancienne centrale thermique d'Ambès (33) reconvertis en centrale PV ; et • environ 4 ha correspondant à l'ancienne centrale thermique d'Artix (64) reconvertie en centrale PV.

Réseaux électriques

Dans les zones exploitées par Enedis [3], les nouvelles lignes HTA sont réalisées en souterrain et en technique souterraine ou discrète pour la basse tension (BT).

Tertiaire

Plusieurs bâtiments d'EDF sont certifiés du label « BiodiverCity® », démarche rationalisée au bénéfice des acteurs engagés dans la construction durable [4], tels que la Grande Halle de Lyon.

Surexploitation des ressources et biodiversité

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 3.2.3.1.2 « Optimiser l'utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux ». Il en va de même pour les matières premières et les métaux rares. Voir la section 3.2.4 « Déchets 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 d'EDF.

Changement climatique et biodiversité

Pour permettre au Groupe de contribuer à atteindre la neutralité carbone en 2050, EDF R&D initie des travaux dédiés à la compensation carbone. L'enjeu consiste à privilégier des solutions qui favorisent la séquestration du CO_2 dans des écosystèmes naturels. Les premières initiatives du Groupe sont décrites en section 3.1.1.6 "Usages de solutions à émissions négatives".

(1) Voir aussi section 3.2.2 « Gestion responsable du foncier ».
(2) Inventaire biophysique de l'occupation des sols et de son évolution selon une nomenclature en 44 postes.
(3) GRI G4 EN 13 – Disclosure 304-4.
(4) cbi-biodivercity.com/biodivercity/

Pollution et biodiversité

Pollution	Pour une vision complète sur la thématique pollutions, voir les sections 3.2.4 « Déchets et économie circulaire », 3.2.3.1.2 « Optimiser l'utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux » et 3.3.1.5 « Qualité de l'air ».
Pollution lumineuse	Pollution lumineuse : pour réduire les nuisances lumineuses, le groupe EDF mobilise sa R&D. R&D : la R&D du groupe EDF développe une méthodologie croisée de diagnostics d'éclairage nocturne et de biodiversité des sites EDF qui a été testée en 2021 sur son site R&D des Renardières. Partenariat : EDF et le Muséum national d'histoire naturelle (MNHN) travaillent à définir la démarche et les protocoles en vue d'identifier les groupes d'espèces ou habitats sensibles à la pollution lumineuse, de caractériser les nuisances et de suivre l'impact des actions mises en œuvre. Éclairage public : dans le cadre du contrat de rénovation, optimisation, exploitation et maintenance de l'éclairage public de Copenhague, Citelum réalise ses travaux en tenant compte des objectifs de la capitale en matière de respect de la biodiversité, en vue notamment de minimiser au maximum la pollution lumineuse de la ville spécialement dans les zones « vulnérables » et de conservation de la nature.

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 en outre-mer, où la problématique est particulièrement prégnante, EDF SEI et EDF PEI 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, en 2021, l'objet d'un criblage comportant, le cas échéant, la demande d'un diagnostic d'EEE et si nécessaire de lutte contre les EEE. Dix diagnostics d'EEE ont été réalisés en 2021 sur des superficies ou de linéaires importants [1]. D'autres diagnostics sont prévus en 2022/2023 en fonction des planifications de projets. Trois mesures d'éradications ont été réalisées par EDF SEI sur des espèces à fort pouvoir envahissant (Choka vert à la Réunion ou Acacia mangium en Guyane) en concertation avec des structures locales compétentes. Des protocoles de biosécurité ont également été mis en place par EDF SEI pour prévenir les risques de colonisation lors et à l'issue des chantiers.
Végétal local	EDF, partenaire depuis plusieurs années du programme « Végétal local » porté par l'OFB [2], avec les Conservatoires botaniques nationaux, s'est engagé à utiliser de façon préférentielle des plantes sauvages d'origine locale dans tous les projets du Groupe. Sur les projets neufs, le végétal local a été utilisé pour la renaturation des emprises de chantiers à Romanche-Gavet sur plus de 10 hectares ou pour la plantation d'un linéaire de haies sur le parc PV de Beaurepaire. Le végétal local est également utilisé suite à des chantiers ou pour la restauration d'anciens sites industriels comme sur l'ancienne centrale de Bouchain.

3.2.1.3.2 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'écopâturage. 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.

Kembs	À Kembs (en Alsace), sur 100 hectares anciennement dédiés à la culture du maïs, EDF a réalisé en 5 ans une opération de renaturation écologique de grande ampleur. La restauration d'un bras de rivière sur plus de 7 kilomètres et la reconstitution d'un ensemble de milieux naturels, humides et secs, ont permis le retour de certaines espèces d'insectes, d'amphibiens, d'oiseaux et de mammifères, en faisant aujourd'hui un milieu riche en termes de biodiversité. Un bilan écologique complet de cette opération de renaturation a été transmis au Comité environnemental de suivi écologique de la concession pour partage avec les partenaires. Aujourd'hui, la gestion du site est intégrée à celle de la Réserve nationale de la Petite Camargue Alsacienne.

Pour ancrer la démarche, EDF s'appuie sur plusieurs leviers :

Labellisation	La labellisation de sites en totalité ou en partie, par exemple le label refuge LPO à Brennilis.
Obligations Réelles Environnementales	La signature d'Obligations Réelles Environnementales, par exemple sur l'ancien site d'Ambès (sur 42 ha environ).

(1) 9 pour EDF SEI et 1 pour EDF PEI.
(2) OFB : Office français de la biodiversité.

Extension à des tiers de la prise en compte de la biodiversité

EDF est engagé depuis de nombreuses années dans une démarche de gestion durable et respectueuse de la biodiversité de son foncier. L'entreprise intègre les enjeux spécifiques aux milieux naturels et aux espèces animales et végétales présentes, et les a introduits depuis 2020 de façon plus systématique dans ses conventions portant sur son foncier concédé (avec des propriétaires riverains, communes, associations…).

Conventions portant sur le domaine concédé	Un article dédié à la prise en compte de la biodiversité a été intégré à 70 % des nouvelles conventions portant sur le domaine concédé en 2021. Un fascicule pédagogique présentant l'intérêt écologique des mesures proposées est en cours de préparation avec la FCEN.

Programme spécifique sur les sites nucléaires

Les sites nucléaires français et anglais engagent un programme de preservation et restauration de milieux en partenariat avec des acteurs locaux :

Saint-Alban	EDF a engagé avec le Conservatoire des espaces naturels (CEN) de l'Isère la restauration et la gestion de la zone humide de Malessard (20 hectares).
Cruas	Dans le cadre du partenariat avec la LPO Drôme-Ardèche un sentier pédagogique et dune mare ont été créés sur une parcelle du foncier du site le long de la ViaRhôna.
Royaume-Uni	Chaque site dispose d'un plan d'action biodiversité avec des indicateurs de performance examinés chaque année. L'analyse des résultats conduit à proposer des recommandations ou alternatives. Depuis 2016, plus de 80 % des indicateurs ont atteint leur cible (sauf en 2020, en raison de la crise sanitaire).

Espaces protégés et espèces menacées

Europe	Plusieurs sites EDF contribuent aux objectifs de preservation 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 +). EDF Hydro est engagé pour le Desman des Pyrénées depuis 2010 (aujourd'hui via le Plan National d'Action 2021-2030), Luminus pour les poissons migrateurs, ou Enedis avec le gypaete (Life Gypconnect 2015-2021). EDF participe également aux déclinaisons régionales de ces plans (libellules, loutres…).
Asie	Au Laos, la filiale NTPC 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. La filiale d'EDF s'est engagée à obtenir d'ici 2023 l'inscription du parc national Nakai Nam Theun dans la liste verte des aires protégées de l'UICN (1). La candidature du Parc pour rejoindre la Liste verte a été officiellement annoncée lors du Congrès de l'UICN à Marseille en septembre 2021.

3.2.1.3.3 Renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager

Recherche et biodiversité

Depuis plus de 50 ans, EDF s'est doté d'une R&D dédiée et d'une ingénierie travaillant sur l'environnement, en partenariat avec des organismes externes.

Projet BIODIV	Ce projet réunit la plupart des actions de recherche en faveur de la biodiversité d'EDF ; l'engagement associé représente 21 millions d'euros sur 4 ans et a conduit au lancement de 8 thèses et 5 post-docs et a la réalisation de 43 publications. En 2021, le nouveau projet *Renewables Environment and Sustainability* (REES) a été lancé. Piloté par EDF Renouvelables et réalisé par la R&D, il étudie les impacts de l'éolien (terrestre et maritime) et du solaire sur la biodiversité.
Equipe HYNES	Avec l'INRAE (2), 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.
DATA au service de la biodiversité	En partenariat avec le MNHN (3), l'INRAE et ses autres partenaires de recherche, EDF contribue au développement d'outils d'aide à la connaissance et à la décision tels que la « Boîte à outils biodiversité » (BOB) et « Ecoval » (évaluation de l'équivalence écologique).
	Surveillance des eaux de surface : EDF a lancé depuis la fin des années 90 des études pour comprendre l'influence de la température de l'eau sur les organismes aquatiques dans le contexte du changement climatique. Depuis 2020, EDF a réalisé 7 publications sur ce programme. Une synthèse du programme a été réalisée en 2021 comme prévu dans l'engagement public.
	Lacs sentinelles : contribution au dispositif de suivi long terme des lacs d'altitude face aux changements globaux.
	Éolien en mer : dans le cadre du projet éolien *offshore* de Dunkerque, EDF Renouvelables s'est engagée à mener un programme d'acquisition de données sur l'état de conservation des espèces, la qualité des milieux et les services écosystémiques sur le détroit du Pas-de-Calais.

(1) Union internationale pour la conservation de la nature.
(2) inrae.fr
(3) MNHN : Muséum national d'histoire naturelle.

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.

Écosystèmes	L'étude des écosystèmes environnant les infrastructures du Groupe est *a minima* réalisée dans le cadre des études d'impacts environnementales et sociétales (ESA) réalisées en amont des projets, en conformité avec les meilleures pratiques (réglementation en vigueur ou normes de performance de l'IFC).
Sites industriels	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].
Inventaires de terrain	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 (contribution à l'Atlas biodiversité depuis 2015). EDF a également participé au développement des indices écologiques IPE et IQE du Muséum national d'histoire naturelle, et à leur mise en œuvre. Sur le terrain, de nombreux sites ont fait l'inventaire de la qualité écologique de leur foncier et le mettent à jour régulièrement. Des fiches de gestion sont réalisées afin de croiser les enjeux de biodiversité et les perspectives d'usage du foncier (projet, déconstruction, réhabilitation).
Contribution volontaire à l'INPN	En France, EDF transmet volontairement une partie de ses données d'inventaires à l'INPN [2], soit environ 50 000 données d'occurrence en plus des 15 000 données provenant de sa contribution obligatoire.

3.2.1.4 Gouvernance de la biodiversité

En 2021, le Groupe a renforcé la gouvernance en matière de biodiversité et le dialogue avec les parties prenantes du domaine.

3.2.1.4.1 Renforcement de la gouvernance

Gouvernance générale

La gouvernance du Groupe en matière de biodiversité est analogue à la gouvernance climatique (Voir la section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »).

Participation d'EDF au Forum de la Taskforce on Nature-related Financial Disclosures (TNFD)

En 2021, EDF a rejoint 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.

Autres initiatives managériales et labellisations

La gouvernance de la biodiversité s'étoffe de plusieurs initiatives nouvelles en matière de *management* de la biodiversité, récemment mises en place au sein de certaines entités, dans le cadre de la nouvelle norme AFNOR NFX 32-001 :démarche biodiversité des organisations, publiée en janvier 2021, liée au *management* de la biodiversité, ou à la labellisation vers la biodiversité positive.

AFNOR NFX 32-001	EDF La Réunion est certifié à la norme AFNOR sur le périmètre de l'ensemble de ses activités *in situ*, exclusion faite de la post-exploitation.
Labellisation « projet à biodiversité positive »	Le projet photovoltaïque de Saint Romain en Gal (69) a reçu le label « Projet à biodiversité positive » *via* le Schéma de cohérence territorial (SCOT) des Rives du Rhône.

(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 (Dalkia, MECO, Nachi Gal, EDF Norte Fluminense, NTPC, SLCE, SNOP).
(2) Inventaire national du patrimoine naturel (INPN).

3.2.1.4.2 Renforcement du dialogue avec les parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes en matière de biodiversité est basé 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.

Partenariats

Les partenariats forment une composante majeure de l'action menée en faveur de la biodiversité.

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). Au total, ce sont plus de 100 partenariats noués avec des associations ou des organismes de recherche. En préparation de l'engagement « Entreprises engagées pour la nature », 70 représentants des partenaires biodiversité d'EDF ont été réunis lors d'un séminaire de deux jours en vue de challenger la mise en œuvre de la feuille de route biodiversité d'EDF.
France Échelon local	Localement, de nombreux partenariats 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, le *Wildfowl & Wetlands Trust* à Hinkley Point C et avec le *Romney Marsh Countryside Partnership* à Dungeness.

Think Tank

Think Tank	EDF participe aux réflexions des *think tanks* OREE [1], EpE [2], CILB [3], ainsi qu'au groupe de travail de CDC Biodiversité [4] qui élabore une méthodologie d'empreinte écologique (*Global biodiversity score*).

Instances locales

Instances locales	Le Groupe 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.

3.2.1.4.3 Formation et sensibilisation

Salariés

Pour faire progresser les pratiques professionnelles de ses métiers au regard des enjeux de la biodiversité, le groupe EDF met en place un programme de sensibilisation et de formation à destination de ses salariés. Chaque société pilote ses formations et ses actions de sensibilisation, souvent réalisées avec le concours de partenaires associatifs naturalistes. Huit guides métiers ont été élaborés. Ils décrivent les enjeux biodiversité propres à leur activité opérationnelle, rappellent les évolutions réglementaires, expliquent les modalités de partenariats retenues par l'entreprise et présentent des actions reproductibles.

Sur la base d'un concept analogue à celui de la « Fresque du climat » (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique »), la « Fresque de la biodiversité » sensibilise aux causes de l'érosion de la biodiversité. L'objectif de 1 000 salariés formés ou sensibilisés à la biodiversité à fin 2022 [5] est dépassé par anticipation dès 2021.

Salariés formés à la biodiversité	2020	2021
Nombre de salariés sensibilisés/formés à la biodiversité (cumul)	467	1 046

Grand public

Le Groupe, *via* sa Fondation ou ses métiers, soutient des actions philanthropiques en lien avec la biodiversité.

	2019	2020	2021
Nombre de projets biodiversité	-	22	44
Montant financé *(en euros)*	-	327 500	687 150

EDF Norte Fluminense poursuit son action avec l'association « Mico Leao Dourado » pour la reforestation de la forêt du bassin-versant, habitat du Tamarin-lion doré. L'entreprise a récemment prolongé son partenariat en vue d'agir en matière d'agroforesterie. Depuis l'origine de ce projet, ce sont près de 10 hectares de forêts et systèmes agroforestiers qui ont été reboisés avec le support direct d'EDF.

(1) oree.org/objectifs-et-missions.html
(2) epe-asso.org/
(3) cilb.fr
(4) cdc-biodiversite.fr
(5) Pris avec Act4Nature international.

3.2.2 Gestion responsable du foncier

Le Groupe accorder la plus grande importance à la sobriété foncière et veut agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou dont il dispose en concession. Dans ce cadre, les entités du Groupe veillent à limiter l'artificialisation et l'imperméabilisation des sols, à optimiser et valoriser le foncier en conformité avec la réglementation, notamment par la mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier. Les entités attachent la plus grande importance à la prévention des risques de pollutions.

3.2.2.1 Sobriété foncière

3.2.2.1.1 Limiter et optimiser l'emprise

Les nouveaux aménagements industriels sont positionnés préférentiellement sur des sites déjà artificialisés. Les opérations d'expertise et de réhabilitation des sites sont réalisées par les entités d'ingénierie d'EDF, avec l'appui de prestataires externes.

Cas des systèmes de production centralisée

Diagnostics	Une cartographie et un zonage des surfaces de terrain à usage industriel sont systématiquement réalisés.
Foncier artificialisé	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.
Reconversion des anciens sites thermiques	La stratégie foncière mise en place au sein de la DPNT permet d'accompagner la reconversion des anciens sites thermiques pour de nouveaux usages industriels. En 2021, 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 (33) et une zone dégradée de l'ancienne centrale d'Artix (64).

Cas des nouvelles énergies renouvelables

Priorité aux propriétés du Groupe et sites dégradés

En matière de nouvelles énergies renouvelables, les implantations priorisent les propriétés du Groupe et les sites dégradés. Des panneaux photovoltaïques sont installés sur les constructions neuves des centrales, les toits ou les ombrières de parking (en 2021, à hauteur de 14 402 modules photovoltaïques pour une puissance de 6,2 MW).

EDF Renouvelables privilégie les sites dégradés et développe tous ses projets en respectant la Doctrine « Éviter Réduire Compenser » (ERC) en plus des études d'impact systématiques. Pour atteindre les objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie en France, les sites dégradés ne seront cependant pas suffisants. Sur les sites présentant des enjeux de biodiversité, des plans de gestion environnementaux et des mesures d'accompagnement sont mis en œuvre, qui répondent aux exigences de protection des espèces et de la biodiversité et favorisent les impacts positifs (gestion différenciée, fauche tardive, etc.) [1].

Autres implantations

Compatibilité avec une activité agricole ou pastorale	La loi « climat et résilience » du 22 août 2021 [2] dispose que les espaces naturels ou agricoles occupés par un parc PV ne sont pas comptabilisés comme artificialisés 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. La même logique de compatibilité est déployée par Luminus en Belgique : le parc solaire d'Ath implanté sur le site industriel d'Hoganasva être doté d'un écran végétal de près de 900 plantes indigènes mellifères et les espaces verts à proximité des panneaux seront entretenus par des moutons d'Ouessant.
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, le 19 janvier 2021, une charte de bonnes pratiques centrée sur une utilisation responsable et concertée des sols.
PV flottant	Cette technologie vise à installer une centrale sur un lac ou une retenue, le solaire flottant bénéficiant d'un ensoleillement maximal et de la fraîcheur de l'eau pour rafraîchir les panneaux, optimisant leur rendement. Plusieurs entités d'EDF hydro développent actuellement des initiatives et répondent à des appels d'offres.

(1) Outre l'absence d'usage de produits phytosanitaires sur tous ses parcs en gestion.
(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) Un décret est attendu pour en préciser les conditions.

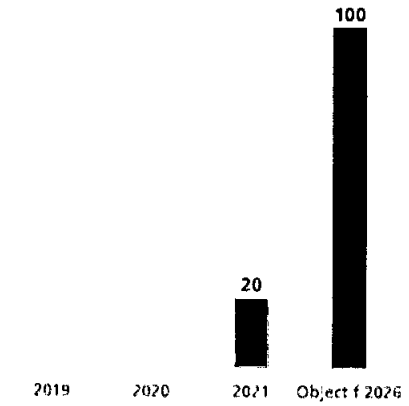
3.2.2.1.2 L'engagement du Groupe

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-usages 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 de PV flottant.

Pour la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

La R&D d'EDF, en collaboration avec EDF Renouvelables, a mis en service sur le site des Renardières un premier démonstrateur agrivoltaïque dont les résultats sont encourageants, la production de luzerne sous les panneaux ayant été douze fois plus importante que sur la parcelle témoin.

Taux de mise en oeuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier (en %)



3.2.2.2 Gestion des sols et eaux souterraines

La pollution des sols et des eaux souterraines figure au titre des impacts potentiels des activités industrielles du Groupe sur l'environnement. Les politiques environnementales des entités visent à optimiser l'utilisation des sols et à prévenir tout impact sur ces milieux. L'utilisation des sols et l'usage des eaux souterraines fait également l'objet d'une surveillance des nappes (voir la section 3.2.3.1 « Soutenabilité de nos usages de l'eau ») et d'un suivi au titre des actions biodiversité (voir la section 3.2.1 « Biodiversité »).

3.2.2.2.1 Prévention des impacts sols et eaux souterraines

Une démarche de type « défense en profondeur »	La prévention des impacts repose sur une démarche de type « défense en profondeur », intégrant plusieurs niveaux de sécurisation dans les moyens de protection opérationnels de tous les sites industriels.
Moyens de protection opérationnels	Maintien en conformité des dispositifs de protection ; maîtrise des opérations de gestion des effluents et des déchets ; entretien et surveillance des ouvrages ultimes de rétentions ; maintien de la propreté radiologique et chimique surfacique des sols ; renforcement des moyens de protection lors des transports de combustibles ou déchets ; présence de kits d'urgence et réalisation d'exercices associés.
Surveillance physico-chimique et radiologique	EDF réalise également une surveillance physico-chimique et radiologique de la qualité des eaux souterraines au droit des sites par l'intermédiaire d'un réseau dense de piézomètre. Voir la section 3.2.3.1.2 « Optimiser l'utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux – Qualité de l'eau et effluents ».

3.2.2.2.2 Plans de gestion

Une démarche volontariste et organisée

EDF a adopté depuis de nombreuses années une démarche volontariste de connaissances de la qualité des sols, sous-sols et des eaux souterraines pour les sites des différents parcs de production (thermique et nucléaire).

Actions engagées	Recensement des activités susceptibles d'avoir une influence sur la qualité des sols et des eaux souterraines ; mise en place d'un suivi régulier de la qualité des eaux souterraines le cas échéant ; mise en œuvre de mesures de gestion.
Méthodologie déployée tout au long du cycle de vie des installations	Vérifications des activités pratiquées et réalisation d'investigations en cas d'acquisition de nouveau foncier ; caractérisation préalable des sols en amont d'un projet pour une utilisation raisonnée et optimisée ; définition de l'état des sols et gestion des éventuels marquages pendant l'exploitation ; actions de réhabilitation lors de l'arrêt des activités.
Organisation et outils dédiés	Participation aux travaux du ministère de l'Environnement et aux commissions normatives ; appui technique centralisé pour les différentes entités du Groupe sur les volets sols et eaux souterraines (Ingeum) ; formations déclinées chaque année sur la gestion des sols et les prélèvements d'eaux souterraines ; actions de recherche et développement avec des partenaires institutionnels (gestion des bétons, valorisation des données sur les sols ...).

Cas des produits phytosanitaires (1)

Sites industriels de production centralisée	La Direction Immobilière d'EDF s'était fixée comme objectif d'abandonner tous les produits phytosanitaires d'ici 2022 pour tous les espaces, non sensibles aux questions de sûreté-sécurité, sur les sites industriels continentaux. D'autres entités n'utilisent plus de produits de ce type [2]. À date, 62 % des sites industriels de productions centralisés sont engagés dans une démarche zéro phytosanitaire en lien avec ces objectifs.
Postes sources	En avance sur ses objectifs, et dès juillet 2022, Enedis n'utilisera plus de produits phytosanitaires pour l'entretien des Postes Sources, à l'exception des zones où le traitement est nécessaire pour raisons de sécurité (zones HTB). Pour les nouveaux Postes Source, des expérimentations sont menées dans l'Aude, l'Aveyron et la Drôme en vue de construire des Postes Source Zéro Phyto.

3.2.3 Gestion intégrée et durable de l'eau

En tant que gestionnaire de barrages et réservoirs et utilisateur important de la ressource en eau, le groupe EDF agit en faveur d'une gestion intégrée et responsable de l'eau. En France métropolitaine, les barrages exploités par EDF permettent le stockage de plus de 7 milliards de mètres cubes d'eau soit 70 % du volume d'eau artificiellement stocké en France.

Engagements	Le Groupe s'engage à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable, tant au plan quantitatif que qualitatif (cf. section 3.2.3.1 ci-dessous) et à partager l'eau au sein des 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 (cf. section 3.2.3.2 ci-dessous).
Océan	L'Océan, après le Climat et la Biodiversité, est devenu le 3e sujet environnemental et international majeur du fait des enjeux stratégiques, géopolitiques et économiques associés notamment vis-à-vis de ses ressources. Le groupe EDF a construit un lien historique avec le monde de la mer, notamment avec la construction de la centrale marémotrice de la Rance dans les années 60, avec ses ouvrages de production thermique et nucléaire en bord de mer, et plus récemment avec le développement de l'éolien *offshore* ou la décarbonation des ports. En 2021, le COMEX a nommé un « référent Mer » pour le groupe EDF afin de définir une stratégie et coordonner les différentes entités du Groupe sur ce sujet.
Travaux internationaux	EDF contribue à différents travaux internationaux dans le domaine de l'eau (Conseil d'administration de l'IHA, 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 au travail sur la directive-cadre sur l'eau.
R&D	Chaque année, plusieurs millions d'euros sont consacrés à la R&D dans le domaine de l'eau.
CDP Water	Depuis 2020, le CDP Water, la référence internationale de la notation extra-financière sur l'eau, note le Groupe parmi les leaders des utilities dans ce domaine (cf. section 3.7 « Notation extra-financière »).

3.2.3.1 Soutenabilité de nos usages de l'eau

3.2.3.1.1 Des résultats performants en termes d'intensité eau

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel. L'essentiel du prélèvement d'eau de ses installations se fait en France (81 %) et au Royaume-Uni (17 %) dans des zones où il n'y a pas de stress hydrique permanent. Un grand nombre d'installations nucléaires et thermiques est implanté en bord de mer et n'utilise donc pas d'eau douce.

L'exposition au stress hydrique

Production thermique

Évaluation de l'exposition au stress hydrique	L'exposition au stress hydrique des moyens de production du Groupe a été évaluée par 4 différents outils internationaux (*Blue Water Scarcity* de WFN, Aqueduct [3] de WRI, AWARE du projet WULCA et WEI+ de l'EEA). Ils n'indiquent pas de prélèvement d'eau douce dans des zones stressées en France, à l'exception d'Aqueduct.

Les résultats de cette évaluation montrent que :

BWS < 40 %	Quatre centrales nucléaires sont situées dans une zone de stress hydrique extrême, mais ne sont pas exposées aux risques liés à l'eau car utilisant l'eau de mer comme source froide et ne prélevant donc pas d'eau douce.
40 % < BWS < 80 %	Cinq centrales nucléaires font face à un risque moyen à élevé pour lesquelles des mesures spécifiques ont été prises soit lors de la conception, soit lors de l'exploitation (infrastructure, gestion de l'eau avec les acteurs locaux, etc.). Elles ne sont donc pas confrontées à des risques de pénurie d'eau. Ainsi, le réservoir de Lunax a été construit dès l'origine en amont de la centrale nucléaire de Golfech pour pallier un possible déficit d'eau de la Garonne utilisée pour son refroidissement en période de sécheresse aggravée.
BWS > 80 %	Trois sites thermiques à flamme sont situés dans une zone de stress hydrique pour lesquelles des mesures appropriées d'économie d'eau ont été prises sans avoir d'impact sur la production, faible pendant période estivale (en pratique, des arrêtés préfectoraux liés à la sécheresse sont promulgués chaque année pendant l'été).

Afin de disposer d'une plus grande précision en temps et en espace de la mesure du stress hydrique qui est au mieux une moyenne mensuelle dans ces outils, EDF dispose d'un centre hydrométéorologique qui enregistre les données locales en temps réel pour toutes ses centrales.

(1) Il s'agit de l'un des engagements pris dans le cadre d'Act4Nature.
(2) Cyclife, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense, EDF Hydro, ÉS a abandonné tous produits à base de glyphosate.
(3) WRI 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, etc.
(4) BWS : Baseline Water Stress est calculé comme le rapport entre le prélèvement annuel d'eau et la disponibilité annuelle moyenne de l'eau pendant la période 1950-2010 pour 215 sous-bassins en France.

Production hydraulique

Réévaluation des productibles	Les réservoirs situés en amont de bassins en situation de stress hydrique sont régulièrement sollicités pour des opérations de soutien d'étiage. EDF Hydro réévalue tous les 5 ans le productible de ses sites en prenant en compte l'évolution de l'hydrologie et des températures du fait du changement climatique.

Critère d'Investissement

Critère	L'évolution du stress hydrique fait partie des critères utilisés pour l'évaluation de tout nouveau projet présenté en Comité d'investissement (CECEG).

Prélèvements effectués

Evolution des prélèvements d'eau	Les prélèvements d'eau du Groupe sont en hausse de 3 % par rapport à 2020, mais restent inférieurs de 5 % par rapport à la moyenne des cinq dernières années.
Eau de refroidissement	69 % de l'eau prélevée à des fins de refroidissement pour le Groupe est issue du milieu marin ou estuarien, sans contrainte de disponibilité de ressource. Cette part s'élève à près de 63 % en France, à plus de 99 % au Royaume-Uni et à près de 85 % en Italie.
Eau souterraine	La quantité d'eau douce prélevée dans les nappes phréatiques est marginale, environ 2 hm³ soit 0,01 % de l'eau douce prélevée en surface. L'eau municipale n'est pas utilisée pour les systèmes de refroidissement, mais seulement pour certaines eaux de process pour une part inférieure à 0,1 %.

Restitutions au milieu naturel

99 % de l'eau prélevée est restituée	À l'échelle du Groupe, environ 43 milliards de mètres cubes d'eau sont 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 mais un faible consommateur d'eau.

L'Indicateur clé de performance du Groupe

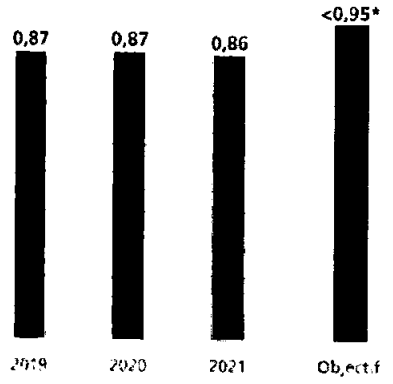
L'intensité eau est la consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produit.

L'objectif de 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, indicateur de 2015). Ce seuil pourra permettre de relativiser une année climatique exceptionnelle. Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production et des actions visant à optimiser l'utilisation de l'eau, les prélèvements et consommations d'eau douce à l'échelle du Groupe devraient baisser dans les années à venir.

L'intensité eau sur la seule année 2021 est en baisse par rapport à 2020 (0,86 l/kWh). En effet, le volume d'eau évaporée [1] en valeur absolue (427 hm³) est en baisse de 2 % en dépit de l'augmentation de la production thermique et des prélèvements d'eau associés. L'essentiel de ce volume se situe en France (96 %).

Intensité Eau (en l/kWh) √



* En moyenne sur les 5 dernières années

√ Valeur 2021 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.

(1) Dont 99,5 % d'eau douce.

3.2.3.1.2 Optimiser l'utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux

L'optimisation de l'eau utilisée dans notre 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 la recyclant, et en utilisant des procédés de dessalement d'eau de mer.

Qualité de l'eau et effluents

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.
	Concernant les eaux souterraines, les piézomètres installés autour des outils industriels permettent d'assurer la surveillance et le contrôle de la qualité des eaux au travers de prélèvements définis dans un plan de contrôle réglementaire. Les informations récoltées permettent de s'assurer de la préservation de la qualité des eaux souterraines. Ces programmes de surveillance de l'environnement associés aux études d'impact et d'incidence réalisées sur chaque installation permettent d'attester de la préservation de la ressource en eau superficielle et souterraine dans la durée
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 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 amendes environnementales relatives à l'eau en 2021.

Réduction des consommations d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Expérimentation

Golfech	La centrale nucléaire de Golfech a terminé en 2021 une expérimentation menée avec une PME locale en vue de réduire ses prélèvements d'eau (95 000 m³/an) en Garonne ainsi que l'utilisation des produits chimiques (acides/soude) pour la production d'eau déminéralisée (89 000 kg/an).

Aéroréfrigérants secs

DOM	La R&D d'EDF a conçu des systèmes de refroidissement des moteurs par air avec des « aéroréfrigérants secs », réduisant les prélèvements d'eau. Les nouvelles centrales d'EDF PEI ne sont désormais plus refroidies à l'eau de mer, ce sera ainsi le cas de la centrale de Larivot.
Brésil	Le projet d'une seconde centrale près de Norte Fluminense envisage, dès la conception, un système de refroidissement à air, et non à eau.

Nettoyage à sec des panneaux photovoltaïques

EDF Renouvelables	Sur les centrales photovoltaïques au sol exploitées par EDF Renouvelables en France, la pluie suffit globalement à nettoyer les panneaux. Cependant, le taux de salissure et d'encrassement qui se cumule au fil des années sur les panneaux peut conduire à un nettoyage dont la fréquence peut être variable selon les centrales, mais reste très largement supérieure à la fréquence annuelle. Dans ces cas, aucun produit n'est ajouté à l'eau utilisée. Des solutions de nettoyage à sec existent et peuvent être envisagées pour le nettoyage des panneaux dans des zones de stress hydrique à l'étranger.

Modernisation de la chaîne de déminéralisation

Belgique	En Belgique, à Angleur, l'eau de déminéralisation, puisée dans l'Ourthe, est utilisée pour à la fois réduire les émissions de NO_x et augmenter le rendement des turbines. La modernisation du process de déminéralisation a permis de réduire l'intensité eau du site d'environ 20 %.

Réduction des besoins d'eau de process

Chili	Au Chili, à la suite d'une sécheresse longue ayant fait baisser le niveau de la nappe d'un mètre en moins d'un an, des mesures spécifiques ont été prises pour la centrale de Nueva Renca, permettant de diviser par deux l'eau de process en passant de 12 t/h à 6 t/h.

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 pertinent.

Conception des nouveaux réacteurs	Afin de réduire l'impact sur le prélèvement d'eau douce, les possibilités d'utilisation des eaux de STEP et des eaux pluviales comme source d'eau complémentaire sont étudiées dès la conception de nouveaux réacteurs nucléaires.
Cordemais et Martigues	Les centrales thermiques de Cordemais et Martigues récupèrent les eaux de pluie ou recyclent leurs effluents.
West Burton	À la centrale de West Burton A (Royaume-Uni), les effluents de l'usine de traitement des eaux usées ne sont plus renvoyés à la rivière mais acheminés vers les bassins de la centrale pour être réutilisés dans les tours de refroidissement. Chaque année ce sont 100 000 m³ d'eau qui ne sont plus prélevés dans la rivière Trent.
Fuzhou	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).
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.

Dessalement de l'eau de mer

EDF mène plusieurs expérimentations de dessalement sur ses sites :

Flamanville 1,2,3	L'unité de dessalement fonctionne depuis 2016 pour la production d'eau déminéralisée.
Jarry Sud	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.
Simeri Crichi	La centrale de Simeri Crichi (Italie) est équipée de dispositifs de dessalement d'eau de mer en substitution des prélèvements d'eau douce pour le besoin en eau industrielle.

3.2.3.2 Gestion intégrée et partagée de l'eau

Les neuf dernières années font partie du « top 10 » des années les plus chaudes jamais enregistrées sur terre, et 2021 se place au sixième rang, accroissant par là même l'importance d'une bonne gestion de l'eau [1].

3.2.3.2.1 Impact des conditions climatiques sur la production d'électricité

En France, quelques vagues de chaleur sans canicules ni étiages sévères (hormis la Garonne), ont généré des pertes de production historiquement faibles sur le parc nucléaire (5 GWh contre 3 000 GWh en 2020).

3.2.3.2.2 Grâce à une bonne gestion, EDF a tenu ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes

L'eau stockée par EDF dans ses barrages est principalement dédiée à l'alimentation des centrales hydrauliques. La ressource en eau assure également le refroidissement des centrales thermiques ou nucléaires, qui la restituent à une température proche du milieu naturel duquel elle a été prélevée. Mais au-delà des activités industrielles du groupe EDF, l'eau est aussi partagée et redistribuée pour plusieurs usages : l'eau potable pour les villes ; l'irrigation pour les agriculteurs ; la pratique des sports d'eau vive.

La disponibilité de la ressource varie selon les conditions hydrologiques (enneigement, précipitations). La gestion partagée de l'eau se fait en concertation avec les différentes parties prenantes, en particulier les collectivités locales et les six agences de l'eau.

La gestion de l'eau

Agences de l'eau	EDF est représentée par l'UFE [2] dans les instances de gouvernance des Agences de l'Eau [3] de chaque bassin. Au printemps 2021, les ministères français de l'Agriculture et de la Transition écologique ont lancé une démarche de concertation [4] visant à concilier adaptation aux conséquences du changement climatique et préservation d'une agriculture forte. EDF, via l'UFE, a contribué à cette démarche et rappelé le rôle essentiel de l'hydraulique, et d'EDF en particulier, pour le soutien d'étiage.
Coordination de l'eau	EDF s'est doté, depuis 2003, d'une instance interne de coordination de l'eau pilotée par le Directeur Exécutif Groupe en charge des énergies renouvelables. La gestion opérationnelle de l'eau est assurée par une autre instance interne (GGE) chargée d'assurer le suivi permanent des stocks d'eau afin de coordonner les différentes contraintes de production et de gestion du multi-usages de l'eau. En 2021, 458 hm³ ont été déstockés 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. Le soutien du Rhône a été nécessaire à l'automne, en raison du faible débit naturel et de la cote basse du Lac Léman, et a conduit à la mobilisation de 83 hm³ des eaux d'Arves et de 51 hm³ du réservoir de Vouglans.

(1) ncaa.gov/news/2021-was-worlds-6th-warmest-year-on-record
(2) Union française de l'électricité.
(3) lesagencesdeleau.fr/
(4) « Varennes agricole de l'eau et de l'adaptation au changement climatique ».

Le respect des engagements

Équilibre hydrique et soutien d'étiage	Tous les engagements avec les différentes parties prenantes ont été tenus en 2021. Le Sud-Ouest est le seul territoire où la situation a été particulièrement tendue, avec un risque finalement évité de réquisition des réservoirs hydroélectriques pour l'eau potable sur l'Aude. La mission d'expertise CGEDD-CGAAER a reconnu (lors du Varenne de l'eau) le rôle important d'EDF dans l'équilibre hydrique du bassin Adour-Garonne et conclu à la nécessité de préserver le potentiel de flexibilité hydroélectrique.

Le partage de l'eau dans les projets

Cameroun	Le projet hydraulique de Nachtigal s'efforce d'améliorer l'accès à l'eau pour les habitants de la zone du projet. Un appel d'offres a été récemment lancé pour renouveler les puits de forage existants et en construire de nouveaux dans les zones où l'accès à de l'eau propre représente un enjeu pour les populations. Cette initiative s'inscrit dans le cadre des programmes de soutien aux infrastructures locales, et est établie en concertation avec la population et les autorités en charge du développement communautaire.
Chili	L'initiative *Good energy to improve the quality of life of the Los Burros Sur* cove a remporté le premier prix du concours *Good practices for a more sustainable electricity future* organisé par Generadoras de Chile. Cette initiative est portée par EDF et Latin American Power en collaboration avec différents acteurs du territoire de la commune de Freirina. Le projet comprend plus de dix actions, dont l'installation de systèmes de production d'énergie solaire, l'approvisionnement en eau potable et le soutien à la diversification productive de la zone avec par exemple des cours de plongée pour les pêcheurs ou la livraison d'équipements appropriés. La communauté a obtenu un fonds pour construire une usine de dessalement (appuyé par l'expertise technique des deux entreprises), ainsi qu'un financement supplémentaire destiné à accroître la production d'eau.

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 hydraulique » et notamment « la gestion de l'accès à l'eau ».

3.2.4 Déchets et 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.

Engagements	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 [1] et favoriser le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur ; • utiliser nos 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 déchets radioactifs [2]

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.

En France, EDF 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 en sa qualité de producteur desdits déchets. Orano est chargé du traitement des combustibles usés et l'ANDRA est chargée des opérations de stockage des déchets radioactifs ultimes, conformément aux dispositions de l'article L 542-12 du Code de l'environnement. Afin de répondre à l'enjeu significatif des déchets radioactifs, le Groupe a développé une stratégie de maîtrise et de développement de filières de gestion des déchets radioactifs, lui permettant dès aujourd'hui d'assurer leurs prise en charge, dans des filières industrielles opérationnelles. Les financements associés permettant de répondre aux besoins présents et futurs des chantiers de démantèlements et de l'exploitation des installations nucléaires du Groupe font l'objet de provision dédiées (voir section 2.2.5 - Risque 5B « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés »).

Déchets « à vie courte » et déchets « à vie longue »

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 coeur 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.

France

Pour les déchets HA et MAVL (voir le glossaire), le Groupe s'est engagé aux côtés de l'ANDRA dans la réussite du projet CIGEO, le projet de centre de stockage géologique de maitrise d'ouvrage ANDRA (l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs). À cet effet une convention de coopération a été signée fin 2020 entre EDF et l'ANDRA. Pour le stockage des déchets graphite, le Groupe participe activement en tant que producteur, aux différents groupes de travail engagés dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR), et notamment dans celui concernant le stockage des déchets graphite (FAVL).

Par ailleurs, l'organisation des filiales Cyclife a été complétée afin d'élargir une gamme de solutions de traitement des déchets, permettant une optimisation des volumes stockés.

Concernant la 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 traitées 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.

(1) Concernant le gaspillage alimentaire, EDF ne considère pas cette information comme une information significative. Au regard de son analyse de matérialité, EDF n'estime pas matérielles les informations liées aux modifications de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce s'agissant de la précarité alimentaire, du bien-être animal et de l'alimentation responsable, équitable et durable.

(2) Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » – « Le cycle du combustible nucléaire ».

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), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. L'objectif est de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MWe puis dans certaines tranches 1 300 MWe.

D'autre part, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle. 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 qui sera exploitée par EDF et dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage 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 et EDF en 2019, en lien 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 au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE).

Concernant 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) ou à l'uranium issu du traitement, EDF envisage la construction d'un entreposage centralisé sous eau sur le site de La Hague. 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, 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. Elle a été suspendue le 3 février 2022 pour se donner le temps de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées, et se poursuivra du 20 juin 2022 au 8 juillet 2022 (pour plus de détails voir note 15.1.1 provision nucléaire en France de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2021 - section 6.1). 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 ».

Royaume Uni

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 de « très haute activité » (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 britanniques et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). L'utilisation d'une série de filières de recyclage et d'évacuation des déchets permettra d'exploiter au mieux le centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria. 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 leur 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 basées 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 « La gestion des déchets issus du démantèlement ».)

Indicateurs en matière de déchets radioactifs

[illegible]	2019	2020	2021
[illegible]	304	283	287
[illegible]	444	352	471

En France, la confirmation de la baisse des volumes de production de déchets radioactifs HA et MAVL est corrélée avec la diminution de consommation de combustible sur l'année 2020 et pour partie 2021, compte tenu d'une production d'énergie réduite. Au Royaume-Uni, le retour au niveau des volumes de déchets TFA traduit le retour à l'activité normale, en particulier dans le domaine déconstruction. En complément aux indicateurs précédents, les centrales de production en fonctionnement en France 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 en 2021 est de 3 273 m³, contre 2 597 m³ en 2020 et 3 101 m³ en 2019. Le volume des déchets FMAvc en 2021 est de 6 329 m³ contre 5 429 m³ en 2020 et 5 734 m³ en 2019. Au périmètre du Groupe au Royaume-Uni, les déchets radioactifs à Moyenne Activité générés sont de 161 m³, stables par rapport à 2020 et 2019.

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 2 707 m³ en 2021, contre 2 007 m³ en 2020. Le volume des déchets FMA est de 622 m³ en 2021, contre 251 m³ en 2020.

Les déchets issus des activités industrielles de Framatome, en Belgique et aux USA, sont identifiés par les indicateurs des déchets radioactifs de classe A. Aux USA le volume des déchets classe A est de 215 m³ en 2021, contre 378 m³ en 2020. 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 2021, comme en 2020. Pour les précisions méthodologiques liées à ces données, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

3.2.4.2 Éco-concevoir

La démarche d'économie circulaire est intégrée dès la phase d'ingénierie pour les projets de construction neuve ou de modification importante de process. De nombreux leviers sont mis en œuvre [1] :

À chaque étape du processus	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 et la réutilisation des déchets tout au long du cycle de vie.
Innovations organisationnelles	Mise en place de prescriptions dédiées dans les cahiers des charges ou de procédures internes facilitant l'anticipation sur les chantiers ; qualification des procédés industriels limitant la production des déchets.
Innovations et solutions techniques	Séparation eau/huile des effluents hydrocarburés, décapage de l'amiante, récupération d'énergie. La centrale de Oampierre utilise par exemple ses eaux chaudes pour alimenter des serres agricoles à proximité.
Sensibilisation des acteurs	Actions de sensibilisation du personnel et des prestataires, par exemple sous forme d'*e-learning* ou de concours.

3.2.4.3 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.

Plans d'action des entités	Les entités déploient des plans d'actions visant à limiter la production de déchets, intégrés aux programmes des systèmes de *management* environnementaux et comprenant des indicateurs associés (quantité de déchets évités, économies réalisées sur la gestion des déchets, quantité d'équipements réemployés, etc.).
Groupe « Déchets et économie Circulaire »	Intégré au SME d'EDF, il a pour mission de mener des actions de prévention, d'optimisation et de recyclage en vue d'éviter la production de déchets.

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 2021 : charbon (+ 59 %), fioul lourd (+ 10 %), gaz naturel et industriel (- 7 %). En France, la consommation de charbon d'EDF a augmenté conjoncturellement sur l'année 2021 du fait des tensions sur le marché de l'électricité. La consommation de gaz d'EDF a diminué de 7 % en raison de la réduction de la production d'énergie à partir de gaz. S'agissant des consommations d'électricité sur les sites industriels, les consommations d'électricité des auxiliaires des moyens de production (environ 20 TWh/an) sont majoritairement de l'autoconsommation électrique [2].

Afin d'optimiser les combustibles et les matières premières, le Groupe actionne de nombreux leviers :

Évolution du mix de production	Le développement des énergies renouvelables, la mise en service de CCG à fort rendement (le projet Marghera Levante d'Edison vise le record européen de rendement à 63 %), l'utilisation de la biomasse par Dalkia, la modernisation du parc thermique des systèmes insulaires avec de la biomasse liquide ou solide.
Optimisation des installations existantes	L'amélioration de l'efficacité énergétique ou du rendement (SEI, Dalkia, EDF au Royaume-Uni) par des actions de maintenance, de modification, de prescriptions en termes de qualité des combustibles et de surveillance renforcée des niveaux de rendement ou de cogénération (*e-monitoring*).
Choix en temps réel des moyens de production les plus performants	Ces optimisations, effectuées en regard de la courbe de charge et en fonction des performances énergétiques, sont renforcées avec la certification ISO 50001 de 7 sites thermiques dans les territoires insulaires. Dalkia utilise un outil de gestion des énergies permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles des installations énergétiques et de renforcer le recours aux EnR-R en substitution d'énergie fossile.
Mise en œuvre d'une stratégie d'économie d'uranium naturel	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 (voir la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). 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), et à terme jusqu'à 25 % via la relance de la filière URT (uranium de retraitement).
Analyses du cycle de vie	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, solaire photovoltaïque, stockage batterie) 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.
Développement des batteries zinc-air	Zinium est une filiale du Groupe dédiée au développement de batteries zinc – air. Cette technologie utilise des matériaux faciles d'accès et non polluants (sur les métaux rares, voir aussi la section 3.2.4.4.3 « Recyclage dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables »).

(1) Voir aussi la section 3.2.4.3.2 « Optimisation des matériaux ».
(2) La production d'électricité nette prend en compte cette autoconsommation.

3.2.4.3.2 Optimiser les matériels

Lors des grands chantiers liés aux investissements réseaux (ES, Enedis), 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 grand nombre de matériels et pièces de rechange pouvant encore servir.

EDF Reutiliz	Plateforme digitale de réemploi d'équipements professionnels : EDF a mis en service une plateforme digitale de réemploi d'équipements professionnels, nommée EDF Reutilz développée en vue de réduire la consommation de ressources et de limiter la production de nouveaux biens. Son déploiement est entré en 2021 dans sa phase de mise en œuvre opérationnelle, intensifiant ainsi les opérations de réemploi déjà déployées sur le parc de production, et sur la gestion du parc mobilier et informatique. EDF R&D a estimé que l'impact carbone du réemploi contribuait à la réduction de son propre bilan de GES (scope 3), mais également contribue à la baisse des émissions de ses parties prenantes qui réutilisent du matériel EDF. La quantification de cet impact carbone sur une partie du périmètre industriel, sur les mobiliers et l'informatique est en cours.

3.2.4.3.3 Optimiser les consommations internes

Le Groupe est dans un souci constant d'optimisation de ses propres consommations à usage tertiaire.

Consommation d'électricité sur les sites tertiaires	Dans un souci de sobriété énergétique, EDF avait pour ambition de réduire la consommation d'électricité sur tous ses sites tertiaires de 2 % par an, entre 2018 et 2021. Le résultat 2021 est en ligne avec l'objectif visé 146 kWh/m².
Autres consommations tertiaires	Un vaste programme de limitation des déplacements a été mis en place dans de nombreuses entités du Groupe. Des actions de sensibilisation à l'économie de ressources (énergie, eau, plastique) sont régulièrement conduites dans l'ensemble du Groupe.

Les salariés du Groupe sont de plus en plus sensibles sur ces questions, notamment au travers de réseaux initiés à leur initiative.

3.2.4.4 Gérer et valoriser les déchets conventionnels

Les déchets dits conventionnels sont les déchets évacués dans l'année vers une filière extérieure agréée. Les déchets stockés sur site en attente d'évacuation, les matériaux réemployés sur site (cas de terres excavées et gravats [1]) et les équipements faisant l'objet d'un réemploi (ventes, dons) ne sont pas comptabilisés. Ils ne comprennent pas les déchets radioactifs. Les cendres de charbon et le gypse issus du process font l'objet d'un bilan spécifique [2]. 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

Politique et engagement du Groupe

La politique RSE du Groupe vise à améliorer la valorisation des déchets produits.

Réutilisation	Développement de la réutilisation des pièces et matériels, notamment lors des déconstructions.
Prétraitements sur site	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).
Partenariats	Développement des partenariats avec des acteurs du recyclage (RECYLUM pour Citelum, Veolia et Suez pour les déchets conventionnels, Ateliers du Bocage pour les cartouches d'imprimante).
Filières agréées	Valorisation des déchets dans des filières agréées ; par exemple les terres excavées ou les sédiments issus des barrages hydrauliques, alors valorisés comme granulats pour le génie civil, ou lors de travaux publics.
Fin et filières dédiées	Fin efficace des déchets, adressés vers des filières de valorisation ou des filières dédiées (Contrats Soren ou First Solar d'EDF Renouvelables pour les panneaux en fin de vie [3]).

(1) Dans le cadre de chantiers de construction ou de déconstruction, EDF réutilise les terres excavées comme remblais destinés à de nouveaux aménagements.
(2) Compte tenu des quantités produites et des débouchés qui permettent leur valorisation différenciée par rapport à l'...
(3) Direction des Services Partagés.

Indicateur clé de performance

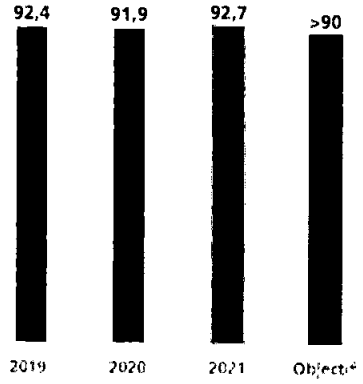
L'objectif de valorisation des déchets conventionnels est d'au moins 90 % pour l'ensemble du Groupe. Pour la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Le résultat 2021 de valorisation des déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation se situe au-delà de l'objectif annuel.

S'agissant des volumes de déchets, les évolutions d'une année sur l'autre sont influencées par les investissements et les programmes de travaux de déconstruction, ou par des opérations de curage des barrages pour la filière hydraulique. Ainsi en 2021, de nombreux chantiers en matière de vidange et de curage ont entraîné une hausse notable de la production de sédiments et graviers issus des barrages en France pour un volume de 710 000 tonnes, rapporté à un volume total de déchets conventionnels produit par le groupe EDF de 1,07 million tonnes.

La production de déchets dangereux s'établit en 2021 à 73 000 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, et d'une production ponctuelle de déchets d'hydrocarbure au Royaume-Uni. En France, grâce à l'optimisation des process d'exploitation, la production de déchets dangereux a baissé de 35 % en cinq ans. De nouveaux outils ont été récemment mis en place en vue d'optimiser encore le pilotage de la production de déchets dangereux issus de l'exploitation des filières industrielles (dont un indicateur trimestriel dédié).

Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation (en %)



3.2.4.4.2 Valorisation des produits de combustion

Valorisation des cendres

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 2021, EDF a produit 91 188 tonnes de cendres de charbon et valorisé 39 342 tonnes soit un taux de valorisation de 43 %.

Travaux de recherche

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 .

3.2.4.4.3 Recyclage dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables

Recyclage des éoliennes

Recyclable à 98 %	La quasi-totalité des composants d'une éolienne se recycle, à l'exception des pales et des aimants permanents. Composée essentiellement de béton, d'acier/fonte, de cuivre et d'aluminium, la structure d'une éolienne est recyclable à 90 %. Fondations béton incluses, ce chiffre atteint 98 %.

Les éléments difficilement recyclables sont les pales en matériaux composites. Elles représentent environ 10 % du poids d'une éolienne (2 % fondations incluses). La solution de traitement la plus mature est pour l'instant la valorisation énergétique.

Les pales

Soutien à l'appel à une interdiction de mise en décharge	En 2021, EDF Renouvelables, en tant que membre de WindEurope, soutient l'appel à une interdiction de mise en décharge à l'échelle européenne des pales d'éoliennes déclassées d'ici 2025. L'industrie éolienne européenne s'engage activement à réutiliser, recycler ou récupérer 100 % des pales déclassées.
R&D	Les pales et composants de l'éolienne qui ne sont pas recyclés actuellement 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.
Une éolienne 100 % recyclable à l'horizon 2030	EDF Renouvelables travaille notamment avec Siemens Gamesa dans le but de déployer plusieurs sets de pales RecyclableBlade sur un futur projet en mer. Grâce à cette technologie, la séparation des matériaux contenus dans la pale est possible à la fin de sa durée de vie, ce qui permet le recyclage.

(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 énergivore et de gaz de EDF économie circulaire et territoires.

Les terres rares [1]

Enjeu	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).
Recyclage des aimants permanents	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.

Recyclage des panneaux photovoltaïques

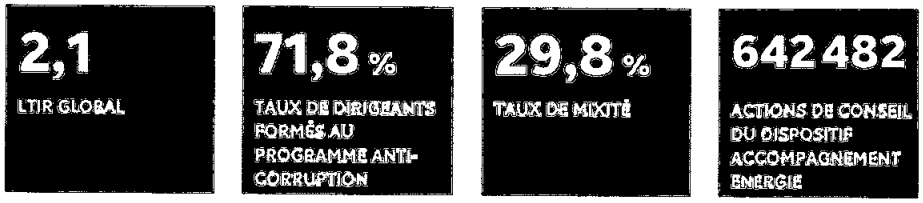
En Europe, le recyclage des panneaux photovoltaïque est régi par la directive européenne « DEEE » (Déchets d'Équipements Électriques et Électroniques). Les fournisseurs sont responsables du traitement de leurs produits en fin de vie.

Recyclable à 95 %	Plus de 95 % des composants sont recyclables. Les terres rares n'entrent pas dans la fabrication des panneaux photovoltaïques.
Collecte, revalorisation et recyclage	En France, Soren assure la collecte en fin de vie (l'écoparticipation moyenne à l'achat de l'équipement est de 70 centimes d'euro par panneau). La première usine de recyclage PV a été ouverte à Rousset (13) et valorise les panneaux « silicium cristallin ». 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. Hors UE, EDF contribue à la création de filières de recyclage dans les pays où le Groupe est présent.

(1) Les « terres rares » constituent l'une des catégories des métaux rares regroupant un ensemble de 17 métaux dont les propriétés chimiques sont nécessaires à la fabrication d'appareils de haute technologie. D'autres métaux sont considérés comme « rares » ou « critiques » mais ne sont pas des terres rares, par exemple le cobalt ou le lithium.

3.3 Bien-être et solidarités

Le bien-être des personnes (y compris la sûreté nucléaire et hydraulique) 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.



La sûreté nucléaire un enjeu prioritaire

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 à la mise en place par EDF d'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 le processus de réexamen périodique des réacteurs qui se déroule tous les 10 ans et qui est encadré par l'ASN pour autoriser la poursuite d'exploitation 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 ;
- dispose d'un dispositif de préparation aux situations d'urgence, par la réalisation d'exercices réguliers ou la mise en place de dispositifs dédiés tels la FARN ;
- 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.

Tout événement grave lié aux activités nucléaires du Groupe aurait des conséquences potentielles ou avérées sur la population et/ou sur l'environnement d'un territoire. Ces éléments en font un enjeu extra-financier majeur du Groupe (voir section 2.2.5 Risque SC – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire).

3.3.1 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 [1] et audits OSART [2]) conduits par les experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Au Royaume-Uni, l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Ils 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 [3] (voir la section 1.4.1.2.2 « 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 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 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

Pour la méthodologie de cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

Indicateur INES

	2019	2020	2021
Événements significatifs de niveau égal à deux sur l'échelle INES[4] (nb)	3	1	1

(1) World Association of Nuclear Operators, Association mondiale des exploitants nucléaires.
(2) Operational Safety Review Team.
(3) Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » – « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection » en France et pour le Royaume-Uni la section 1.4.5.1.2.1 « La production nucléaire ».
(4) *International Nuclear Event Scale*

3.3.1.2 Sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de debit des cours d'eau pendant l'exploitation. 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 3.4.1.3.1.3 « 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 CAP 2030. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, le Groupe se doit d'être un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de santé.

Le Groupe a pour objectif 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 en matière d'écoute des salariés et de recueil des attentes : « MyEDF Group »

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 COMEX et dans les différents CODIR. Ils permettent d'orienter les priorités et de nourrir les plans d'actions au sein des équipes.
Enquête 2021	L'enquête 2021 s'est déroulée sur 4 semaines. Elle est conduite par IPSOS qui garantit strictement l'anonymat et la confidentialité des réponses. La participation est à nouveau en progression à 79 %. L'indice d'engagement s'est maintenu à un bon niveau (69 %) identique à l'an passé. Les résultats en termes de leadership (indice de *leadership* [1]) sont intégrés à la rémunération variable des cadres-dirigeants (cf. section 3.5.4.6 « RSE et rémunération des cadres dirigeants »).

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.

Ambition	Le Groupe ambitionne d'être une référence en matière de santé et de sécurité.
Portée au plus haut niveau du Groupe	La politique s'appuie sur un engagement conjointement signé du Président-Directeur Général et l'ensemble des membres du Comité exécutif.
Cadre de cohérence	La politique définit un cadre de cohérence dans lequel s'inscrivent les politiques des différentes filiales du Groupe, ainsi que leurs plans d'actions.
Périmètre	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.
Principes et objectifs	Les priorités de la politique sont d'abord d'éradiquer les accidents graves et 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, enrichi de nouvelles pratiques. Elle s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés.
Revue	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	En 2021 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	La revue organisée en février 2021 par le Comité stratégique Santé Sécurité a permis de constater que 100 % du périmètre du Groupe avait réalisé une autoévaluation de son système de *management* santé sécurité selon le cadre de référence BEST.

Les certifications Iso 45 001 et MASE

Taux de couverture	En 2021, 35,2 % des salariés du groupe EDF sont couverts par une certification externe en matière de santé et de sécurité.

« Stop sécurité »

NoGo	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.
2021	Un temps d'arrêt a été effectué dans l'ensemble du Groupe en octobre 2021 pour que s'organise dans chaque équipe de travail un débat sur la déclinaison et l'appropriation de la nouvelle politique.

(1) L'indice de leadership est un « indice de dynamique managériale » descriptif et factuel qui permet, utilisé de façon macro, de mesurer la qualité du management sur l'ensemble de l'entité.

Partage de l'analyse des « Événements à Haut Potentiel » (HPE)

Boucle d'amélioration continue	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. Près de 70 % 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.
Intéressement 2021	En 2021, le critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF a porté sur la réduction du nombre de blessés liés aux HPE et le développement des analyses de ces événements.

Audits santé sécurité

Visites de chantier	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 avec les équipes auditées.

Voir aussi la section 3.9.1 « 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

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.

Éradiquer les accidents graves et les accidents mortels

Quatre accidents mortels directement liés à l'activité professionnelle se sont produits en 2021. Ces quatre drames ont touché des salariés prestataires.

Exigence collective	Dans la continuité des démarches menées dans le Groupe en vue d'éradiquer les accidents graves et mortels, la nouvelle politique ambitionne de développer une exigence collective de sécurité portée par les salariés du Groupe et les salariés des sous-traitants.
Dynamique de progrès avec les prestataires	La politique actualisée renforce la dynamique de progrès avec nos prestataires. Quatre fiches actions ou « atouts » ont été élaborées dans ce sens.

Diminuer les accidents du travail

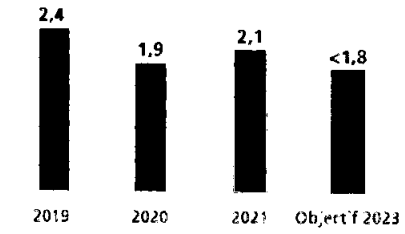
Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liée à la réalisation des activités, le groupe EDF retient l'indicateur LTIR (*Lost Time Injury Rate*) correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons.

L'indicateur-clé de performance du Groupe : LTIR global

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. Pour la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Les résultats de 2021 sont en légère amélioration par rapport à 2019. L'année 2020 est particulière, car les effets de la crise sanitaire avaient conduit à une forte réduction de l'accidentologie, notamment de plain-pied, diminuant mécaniquement les résultats LTIR.

LTIR Global



Précisions sur les accidents du travail et les maladies professionnelles (1)

	2019	2020	2021
Salariés			
LTIR salariés du Groupe	1,8	1,4	1,7
Accidents du travail salariés (avec arrêt d'un jour ou plus)	433	351	432
Taux de gravité	0,14	0,13	0,16
Maladies professionnelles	63	41	40
Prestataires			
LTIR prestataires	3,4	2,6	2,6
Accidents du travail prestataires (avec arrêt d'un jour ou plus)	635	483	513

En ce qui concerne les maladies professionnelles, la baisse observée depuis quelques années s'explique par la réduction des déclarations de pathologies liées à l'amiante, confirmant l'effet des mesures de prévention et de protection mises en place.

(1) Pour la méthodologie associée à ces indicateurs, voir section 3.6 « Méthodologie ».

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

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 également 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.

	2019	2020	2021
Nombre de jours d'absence par salarié et par an	9,1	8,8	9

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. Le Groupe s'engage sur les sujets de santé publique tels que la prévention des addictions et du risque cardiovasculaire.

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.
Forfaits 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.

La crise sanitaire a eu un effet d'accélération sur l'évolution de nos modes d'organisation du travail avec un impact significatif en termes de simplification, de responsabilisation, de performance. Les principales évolutions se sont traduites de la manière suivante :

Accord TAMA pour l'EDF	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, nouvelles possibilités de souplesse horaire, prise de travail directement sur chantier) et se concrétisera par la co-construction d'un projet d'équipe permettant de définir les évolutions du fonctionnement de l'équipe.
Accords télétravail dans les sociétés du Groupe	Développement massif de la pratique du télétravail ayant amené plusieurs sociétés du Groupe à mettre en place ou à revoir leur accord sur le télétravail (Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg, Framatome…) ou à développer cette organisation du travail (Luminus, EDF UK…).
Dématérialisation et outils collaboratifs	Dématérialisation importante et automatisation de certaines tâches et développement massif de l'usage des outils collaboratifs à distance (signature électronique, Teams…).

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.

Un régime de protection sociale spécifique

Statut des Industries Électriques et Gazières (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 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.

(1) Gestionnaire de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

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 a été comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des régimes obligatoires de retraite engagés par les gouvernements successifs. 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 nouveaux embauchés, à travers la création d'un compte épargne jours retraite. Un projet de loi instituant un système universel de retraite, applicable à l'ensemble des salariés concernés par la réforme, quel que soit leur régime de retraite, dont le régime IEG, a été examiné a l'Assemblee nationale en février 2020, avant d'être suspendu du fait de la crise sanitaire liée à la Covid. Si un nouveau projet de réforme des retraites, quelle que soit sa nature, était prochainement réengagé, les grands enjeux pour le groupe EDF demeureraient de trois ordres : • d'acceptabilité sociale : le régime spécial de retraite est l'un des piliers du statut des IEG ; • financier : le régime spécial de retraites des IEG représente un surcoût financier de plusieurs centaines de millions d'euros par an, et une vingtaine de milliards d'euros en engagements ; • de transformation, notamment en matière de fluidification des mobilités au sein et en dehors du Groupe (pour lesquelles les différences entre régimes de retraites constituent le principal frein).
Santé, invalidité et décès	Au regard des pratiques des grands groupes, il est apparu que la couverture santé, invalidité et décès des salariés pourrait être mieux adaptée, ce qui a conduit à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines. 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, l'année 2021 a marqué l'aboutissement d'un travail de concertation approfondi entre les partenaires sociaux des IEG et les pouvoirs publics concernant un rééquilibrage des comptes de la CAMIEG, 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, ces mesures se répercuteront au bénéfice des salariés des IEG. Ces derniers auront un impact financier positif sur leurs salaires en 2021 et 2022 : le taux de cotisation salariale maladie complémentaire est réduit de 25 % par rapport à son niveau de 2020 puis, à compter de 2023, cette baisse de taux restera de 5 % par rapport au niveau de cotisation salariale 2020. La cotisation de solidarité versée par les actifs pour le compte des inactifs baisse de façon pérenne de 17 %, à partir de janvier 2021.

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 cap taux, verses 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.

Santé et environnement	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.
Détection des sujets émergents	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. En 2021, EDF a étudié les implications du nouveau plan national santé environnement du gouvernement pour la période 2021-2025, le projet de la Commission européenne « Zero pollution action plan » publié le 12 mai 2021. EDF anticipe également la révision du règlement Reach.
Nuisances sonores	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 réalisées dans l'environnement des centrales nucléaires, à raison de deux sites par an.
	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. 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.
Nuisances lumineuses	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 Qualité de l'air

3.3.1.5.1 Améliorer la qualité de l'air en transformant le parc de production

Modernisation du parc thermique	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. Grâce à son futur système de traitement des fumées, le projet de CCG d'Edison en Italie, Marghera Levante (780 MW avec un rendement de 63 %), qui devrait être mis en service en 2022 émettra une quantité de NO_x équivalente à 30 % de la limite de l'installation actuelle.
	EDF poursuit son expérimentation des bioliquides, combustibles peu soufrés, en remplacement de combustibles fossiles, tout en ayant expérimenté la production d'un combustible alternatif à base de bois déchets [3]. En complément, le groupe EDF développe des technologies non émettrices de NO_x, SO_2 et propose, dans les systèmes insulaires, des systèmes isolés 100 % EnR.

ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE SO_2, NO_x ET POUSSIÈRES À L'ÉCHELLE DU GROUPE

Émissions de SO_2, NO_x et poussières dues à la production d'électricité et de chaleur (kt)*	2019			2020			2021		
	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.
Groupe EDF	18	36	3	17	30	3	18	31	3
EDF	4	10	0,4	3	9	0,2	4	10	0,2

Pour la méthodologie de ces indicateurs, voir section 3.6 « Méthodologie ».

(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 organismes 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 N° 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) Dans le cadre du projet Ecocombust.

3.3.1.5.2 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 R&D dispose d'un savoir-faire historique sur la compréhension et la modélisation des rejets atmosphériques et l'aéraulique.

Contribution scientifique	Avec le CEREA, EDF R&D participe à l'effort scientifique en développant des modèles *open source* [2].
Flotte équipée de capteurs de qualité de l'air	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.
Mobilité et pollution atmosphérique	Airparif est l'un des partenaires de Citelum à Asnières-sur-Seine, dans le cadre d'AIRLAB [3]. 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.
Prévention des impacts sanitaires	EDF contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique en s'impliquant dans l'Association pour la prévention de la pollution atmosphérique (APPA) et le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) et en étant un membre actif de la Société française de santé environnement (SFSE).

3.3.1.5.3 Améliorer la qualité de l'air intérieur des bâtiments

EDF propose des solutions innovantes visant à agir sur la qualité de l'air intérieur d'un bâtiment.

Démonstrateur à Villiers-sur-Marne	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 CEREA s'est traduit par la réalisation d'un premier démonstrateur numérique de la qualité de l'air dans un appartement témoin.
Offre d'accompagnement des ERP	Dalkia accompagne les établissements de santé sur la réglementation de la qualité d'air intérieur au sein des blocs opératoires, mais aussi les établissements recevant du public. Il a élargi son champ d'activité en proposant l'équilibrage de réseaux aérauliques, le nettoyage des gaines, la requalification des salles, et également du conseil sur les risques sanitaires.
« NemoPool »	La mise au point de solutions passe par l'innovation et la co-construction. Avec la *start-up* ETHERA, Dalkia a développé NemoPool pour améliorer le confort des baigneurs et du personnel dans les piscines. Cet outil régule le taux de trichloramines en agissant sur les systèmes de ventilation.
« Air Quality Challenge »	Covivio et EDF, se sont associés à l'incubateur Impulse Partners pour lancer le « Air Quality Challenge ». Il s'agit d'un appel à projets européen auprès des *start-ups*, PME, laboratoires, associations et grandes entreprises. Le but est de proposer de nouvelles solutions innovantes dans le domaine de la surveillance et de la mesure de la qualité de l'air intérieur, tout en impactant positivement les consommations énergétiques des bâtiments.

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

Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG)	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.
Responsables Éthique et Conformité (REC)	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.
Cercles et associations	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.

(1) Il s'agit plus particulièrement du Département MFEE d'EDF R&D.
(2) Libre d'accès au code source.
(3) Le laboratoire de solutions innovantes pour la qualité de l'air d'Airparif.

3.3.2.1.3 Charte éthique et valeurs du Groupe

Respect, Solidarité et Responsabilité	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. Actualisée en 2019, la Charte éthique Groupe se concentre désormais 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 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)

13 programmes de conformité	La PECG, qui 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, 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 ; la conformité au règlement REMIT ; 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).

3.3.2.2 Programme anti-corruption et autres programmes de conformité

3.3.2.2.1 Le programme anti-corruption

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 anti-corruption intégrant les exigences de la loi :

Le code de conduite anti-corruption intégré au code de conduite Groupe	Ce code de conduite, revu en juillet 2021, 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	Voir la section 3.3.2.4 « Dispositif d'alerte ».
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 PECG 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.
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 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 nouvelle 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 qui a été mise en cohérence avec la nouvelle version du code de conduite ; • des formations spécifiques en présentiel : formations génériques auprès des nouveaux entrants du réseau éthique et conformité, des administrateurs de filiales ou des *contract managers*, et deux nouvelles formations réalisées par des avocats à destination des salariés chargés de l'évaluation des tiers et du traitement des alertes ; des sessions ont été programmées à un rythme soutenu jusqu'à mi-2022 afin de former les salariés actuellement en poste. 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. Depuis la fin 2020, le suivi d'un *e-learning* anti-corruption est devenu 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.).
Un dispositif d'évaluation interne	Un dispositif permet aux entités d'évaluer le niveau de déploiement, de maîtrise de chaque exigence clé est en place. Il permet d'identifier les actions d'amélioration à engager.

(1) edf.fr/sites/default/files/contribcontent/engagement%20ethique%20et%20conformite%20groupe/page%203/code-de-conduite-fr.pdf

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 », les cadres dirigeants doivent élaborer dans leur entité des dispositifs pour sensibiliser leurs collaborateurs, mettre en place des contrôles afin de détecter 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 influer 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 [1] et *via* les associations dont elle est membre [2]. 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 2021, les principales actions ont porté notamment sur les dossiers prioritaires suivants : soutien à l'ambition climatique (- 55 %) et au développement des sources de production d'électricité à faible intensité d'émissions de carbone (dont l'*offshore*), accélération de l'électrification de l'économie, promotion de l'hydrogène bas carbone, soutien au plan d'action finance durable et à la taxonomie.
Le financement des partis politiques	Le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Dans les seuls pays où la législation le permet, le financement doit respecter le principe de neutralité. 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. Les sociétés du Groupe concernées doivent signaler tout financement à leur maison-mère chaque année. En 2021, EDF Renouvelables a effectué des versements aux États-Unis, d'un montant de 26 500 USD sous forme de *Political Action Committee* contributions et de 314 500 USD sous forme de *corporate contributions*.

Indicateur clé de performance du Groupe

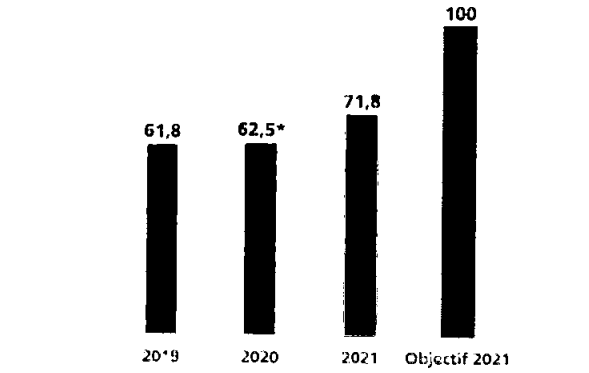
Le taux de dirigeants du Groupe ayant suivi une formation à la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence constitue l'actuel indicateur clé de performance du Groupe sur l'engagement « Éthique, conformité et droits humains ». Pour la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Une modification en 2020 a conduit mathématiquement à minorer le calcul du taux de cadres dirigeants par rapport à celui de 2019.

À fin 2021, ce taux est de 71,8 %.

Les sollicitations croissantes au cours des différentes phases de la crise sanitaire ont conduit une partie des dirigeants à prioriser les actions de déploiement du nouveau code de conduite, qui définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiées dans la cartographie des risques de corruption (voir ci-dessus « Un code de conduite éthique et conformité intégré au règlement intérieur et un régime disciplinaire »).

Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption (en %)



* Méthodologie de calcul révisée en 2020 pour ne plus porter que sur les cadres dirigeants en exercice

(1) ec.europa.eu/transparencyregister/public consultation/displaylobbyist.do?id=39966101835-69

(2) avere.org/wp-content/uploads/2019/02/the_electrification_alliance_-_declaration-2017-030-0453-01-e.pdf (The Electrification Alliance Electricity for an Efficient and Decarbonised Europe).

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.

Repères et formation	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 : • le premier module est relatif à l'identification et la compréhension des liens entre stéréotypes et discriminations au travers d'un *serious game* « Vivre ensemble la diversité » ; • le second est relatif à la compréhension et la prévention du sexisme ordinaire au travail et s'intitule « Sexisme, pas notre genre » ; • le troisième est un module de formation à la prévention et la lutte contre le harcèlement sexuel. Il est également intégré dans le parcours de formation des *managers*, parmi les fondamentaux du *manager* sur e *Campus Manager*. 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 PECG 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 actualisé en 2021 vient compléter cette politique. Des exigences sont également inscrites dans la PECG concernant la conformité au règlement européen EMIR.

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.

3.3.2.2.4 Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT)

En application de la PECG, 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, nommé en septembre 2017, 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 en ligne du personnel d'EDF est à disposition sur l'intranet du groupe EDF en libre accès. Les filiales hors de France en particulier EDF UK, Edison, Luminus et EDF Trading, ont également mis en place des dispositifs de formation et de sensibilisation de leurs salariés.

Sensibilisation et formation	Un dispositif de formation du personnel d'EDF est en ligne depuis 2019. Il est librement accessible sous VEOL, l'intranet du groupe EDF. Les filiales hors France, en particulier EDF UK, Edison, Luminus et EDF Trading ont également mis en place des dispositifs de formation et de sensibilisation de leurs salariés. Pour ce qui concerne les salariés d'EDF, 1 335 personnes ont été formées à fin 2021 *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 (cf. §3.3.2.4).

Sensibilisation et formation	Après avoir déployé de 2010 à 2015 un *e-learning* ayant permis la formation de plus de 5 400 salariés, puis entre 2016 et 2021 un *Serious Game* plus généraliste intitulé « Cap Antitrust » suivi par environ 2300 salariés, un nouveau *e-learning* de sensibilisation au droit de la concurrence est accessible depuis octobre 2021 à tous les salariés sur le portail interne de formation du Groupe en deux langues (français, anglais). Cet *e-learning* est 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. Le Groupe organise à intervalle régulier des exercices de simulation d'enquête d'autorités de concurrence afin de sensibiliser à l'importance du respect des règles du droit de la concurrence.

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.

Délégués Protection de données (DPO)	Une vingtaine de DPO sont nommés dans les filiales France et Europe, et des Interlocuteurs Informatique et Libertés (ILC) 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.

Direction Groupe Export Control et Sanctions Internationales	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.

3.3.2.2.8 Devoir de vigilance

Voir la section 3.9 « Plan de vigilance ».

3.3.2.3 Droits humains

L'un des objectifs fondamentaux du groupe EDF est de s'attacher à respecter et faire respecter les droits de l'homme dans toutes ses activités et partout où il est présent.

Référentiel 2021	En mars 2021, EDF a élaboré un référentiel rassemblant les engagements du Groupe (EDF et les sociétés qu'elle contrôle [1]) 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 en matière de respect des standards internationaux, des droits de ses collaborateurs, des droits des communautés locales notamment.

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.

Standards internationaux	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 charte internationale des droits de l'homme de l'ONU 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 l'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 humains.
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 ainsi que les fournisseurs et sous-traitants, EDF s'engage à dialoguer avec les victimes et/ou leurs représentants en vue de remédier à la situation, conformément aux *OCDE Principles for Multinational Enterprises* auxquels le groupe EDF adhère.

(1) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestions, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

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.
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 mises 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 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. Il 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 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.

3.3.2.3.3 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 systematique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet.

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 geographique, « la différence culturelle », « l'autoidentification » et « l'absence de domination ». EDF respecte les droits individuels et collectifs des peuples et communautés autochtones, notamment leur droit à l'autodétermination, leur droit à la terre, aux territoires et aux ressources et leur droit au CLIP (Consentement Libre Informé et Préalable ou *Free Prior and Inform 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 s'inscrit dans celle des engagements et exigences RSE du Groupe [1], elle s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, tels que notamment :

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.
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 traitement 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*, tels que déclinés par exemple par le Danish Institute on 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 de EDF. Les conclusions de ces études ont vocation à être intégrées dans l'ensemble des activités de développement, de realisation, 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.

Au niveau des processus de décision d'investissement

La prise en compte des droits humains, au travers du référentiel rassemblant les engagements du Groupe, est systématiquement intégrée à l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ainsi qu'au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI). Cela prend la forme d'identification des risques de droits humains associés aux projets, tant pour les activités développées, que pour les relations fournisseurs envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la construction d'une grille, mise à disposition en 2021, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements 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. Tous les engagements et exigences du Groupe en matière de droits humains sont traités, tel que le respect des conventions fondamentales de l'OIT (concernant le travail des enfants, le travail forcé, la liberté d'association, les discriminations), les droits des communautés locales ou les conditions de sécurité et sanitaires pour les populations concernées.

(1) 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.

(2) Human Rights Impacts Assesment and Management.

En termes opérationnels

Parc solaire en Inde	Lors du développement du parc solaire d'EDF Renouvelables à Bap Tehsil en Inde, le dialogue avec les communautés locales a permis : • d'éviter des impacts : une route de contournement a été construite pour éviter les perturbations de circulation dans le village ; • d'atténuer des impacts : la conception de l'usine a été revue pour préserver les arbres conformément aux demandes des communautés locales ; • de compenser des impacts : des investissements communautaires ont été réalisés, comme la création d'un bassin d'eau dans le village.
	Pendant la phase d'exploitation, le dialogue et les investissements se sont poursuivis : un budget social est consacré chaque année à des programmes tels que l'amélioration sanitaire des bâtiments scolaires, la fourniture de ventilateurs, de matériel sportif aux étudiants et de vélos aux villageois aux revenus faibles. Le développement du projet a également créé des opportunités d'emploi pour les personnes riveraines.
Centrale biomasse en Côte d'Ivoire	Concernant le projet de centrale biomasse BIOVEA Énergie en Côte d'Ivoire, une étude spécifique a été réalisée sur le travail des enfants afin de comprendre sa nature et ses causes dans le domaine agro-industriel de la région dans laquelle sera implantée la centrale. Sur la base de cette étude, BIOVEA Énergie a choisi d'agir, notamment *via* une collaboration avec la coopérative de la région de Toumangué, qui couvre à elle seule la grande majorité des petits planteurs de cette zone. L'objectif est de développer des Champs École Paysans (CEP), qui permettent la mise en place de bonnes pratiques agricoles et de *management* en s'appuyant sur 6 thématiques dont une spécifique sur le travail des enfants. Un budget de 150 000 euros est prévu les deux premières années pour le lancement et développement des CEP, puis un accompagnement de 24 000 euros par an pendant 14 ans.
Projet hydroélectrique au Cameroun	En plus du dispositif d'alertes éthiques du groupe EDF, les projets développent des dispositifs locaux de gestion des plaintes afin de garantir que les communautés, subissant les impacts directs et indirects des projets, puissent faire part de leurs préoccupations et les voir traitées. Conformément aux normes internationales environnementales et sociales, le projet hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun a mis en place depuis avril 2015 un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes. Chacun peut les adresser par écrit, oralement ou par procuration, dans toutes les langues locales de la zone d'intervention du projet, ainsi que dans les langues officielles du pays. Les réclamations sont enregistrées dans le registre des requêtes et des plaintes du projet. Une fois enregistrée, et si la plainte concerne les engagements, les activités, la responsabilité ou le mandat du projet, une enquête est initiée pour déterminer le fondement de la plainte. Le projet propose alors un traitement au plaignant. Un Comité de médiation peut intervenir si le plaignant n'est pas satisfait du traitement appliqué. Enfin, une commission de recours peut être sollicitée si le plaignant n'est pas satisfait de la solution proposée par le Comité de médiation.

Modern Slavery Act

EDF UK	Conformément au *Modern Slavery Act*, EDF au Royaume-Uni s'efforce de garantir que ses activités, ainsi que celles de sa chaîne d'approvisionnement, font l'objet d'une évaluation des risques liés à l'esclavage moderne et que des moyens de mitigation soient mis en place. EDF au Royaume-Uni dispose d'une déclaration sur l'esclavage moderne couvrant l'ensemble de ses collaborateurs et de ses achats. Cette déclaration, conformément à la loi (*Modern Slavery Act*), est publiée sur le site Internet de la filiale. EDF au Royaume-Uni emploie environ 12 000 personnes, sa chaîne d'approvisionnement est composée d'environ 5 000 fournisseurs. L'ensemble de ses collaborateurs sont tenus de respecter les principes directeurs de la filiale (*Code of Conduct for Employees and Ethics & Business Conduct Policy*) en matière d'éthique. La filiale met en place des guides supports pour sensibiliser les salariés à ces principes et valeurs et fournir les outils nécessaires au signalement de tout comportement contraire aux principes d'EDF au Royaume-Uni.
	Concernant la chaîne d'approvisionnement, les risques potentiels d'esclavage et de traite des êtres humains sont évalués afin d'identifier les domaines d'achat à privilégier. Cela concerne par exemple les achats de panneaux photovoltaïques. Les fournisseurs sont tenus de respecter un ensemble de normes, dont l'obligation de réaliser une autoévaluation de leurs risques alignée sur les dix principes de l'United Nations Global Compact (1). EDF au Royaume-Uni encourage sa chaîne d'approvisionnement à adopter une démarche d'amélioration sociale et environnementale. Des obligations relatives à l'esclavage moderne sont incluses dans le processus en amont des contrats et les fournisseurs sont évalués à toutes les étapes du cycle d'achat, de la qualification jusqu'à l'exécution du contrat.

Prise en compte dans les achats Groupe

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 ».

L'*e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association « Entreprises pour les droits de l'homme » (EDH), dont EDF est membre fondateur, a été actualisé en 2021 pour intégrer le devoir de vigilance et est accessible à l'ensemble des salariés.

Des indicateurs de performance issus de CAP 2030 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).

(1) unglobalcompact.org/what-is-gc/mission/principles

3.3.2.4 Dispositifs d'alerte

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 un dispositif 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. La DECG est le référent du dispositif pour le Groupe. Le dispositif d'alerte Groupe bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE [1] qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion. Tout alerteur peut choisir d'utiliser le Dispositif 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…).

3.3.2.4.2 Accessibilité du dispositif

Le dispositif d'alerte Groupe, géré à partir d'une plateforme indépendante, déconnectée du SI d'EDF, est accessible en permanence par le site web du groupe EDF. Son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix [2].

3.3.2.4.3 Dépôt de signalements

Le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses collaborateurs, seraient les auteurs ou les victimes.

3.3.2.4.4 Analyse de la recevabilité des signalements

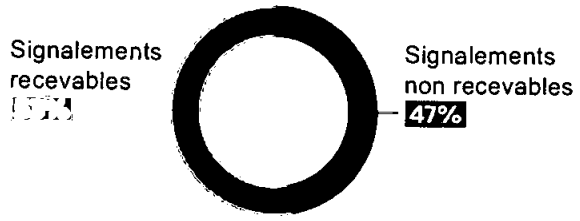
Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans les 72 heures lui indiquant l'enclenchement de l'analyse de recevabilité. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où cela est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que la gravité des faits signalés est établie et que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

La DECG assure l'analyse de la recevabilité des signalements qui est appréciée au regard du champ d'application du dispositif et de la relation de l'alerteur avec l'entreprise. Cette recevabilité est indépendante de la réalité des faits allégués qui ne peut être constatée qu'à la fin du traitement. Une fois la recevabilité prononcée, une information est donnée à l'auteur du signalement sur le régime de protection dont il bénéficie (protection de la loi Sapin 2, du Code du travail…). Celui-ci est différent selon son statut (victime ou témoin, personne physique ou morale…), sa relation avec l'entreprise (salarié, collaborateur extérieur, tiers…) et les thématiques concernées (fraude, harcèlement, atteinte grave à l'environnement…).

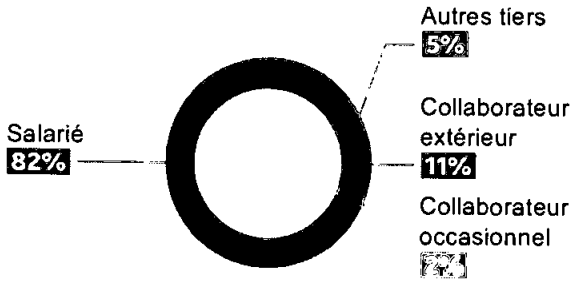
3.3.2.4.5 Traitement des signalements recevables

Chaque signalement jugé recevable fait l'objet d'un traitement. La DECG nomme un responsable de traitement et s'appuie sur les REC et d'autres experts si besoin pour traiter les signalements. Lorsque les investigations sont terminées, un rapport est établi par le responsable de traitement ; si les faits allégués dans l'alerte sont avérés ou partiellement avérés, un plan d'actions est mis en œuvre. La DECG suit l'avancement de ce plan d'actions et s'assure de sa réalisation complète avant de clôturer l'alerte.

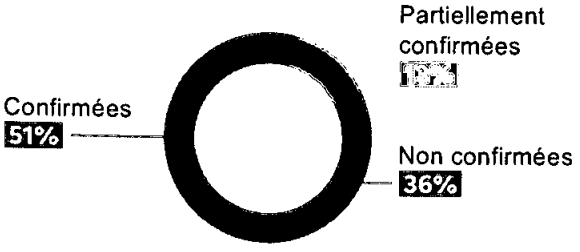
Recevabilité des signalements dans le dispositif d'alerte Groupe



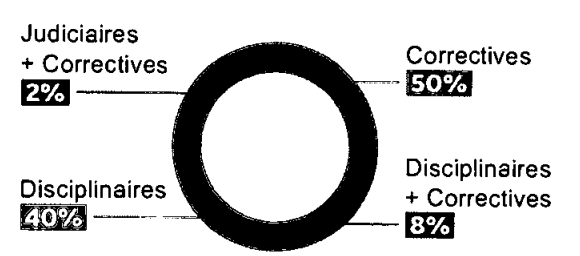
Relation de l'alerteur avec le Groupe (tous canaux confondus)



Résultats des investigations suite à alertes (tous canaux confondus)



Mesures prises suite à alertes (tous canaux confondus)



(1) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés dans le respect des règles d'indépendance de gestion.
(2) www.edf.fr/edf.alerte-ethique

3.3.2.4.6 Résultats 2021

Les résultats des alertes sont consolidés et figurent dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comex et présenté au CRE du Conseil d'administration d'EDF. La DECG a effectué une consolidation de toutes les alertes recevables effectuées en 2021 au sein du Groupe (*via* le dispositif Groupe ou *via* tout autre canal). 247 alertes recevables ont été enregistrées (dont 39 dans le dispositif d'alerte Groupe). 157 alertes concernent des faits localisés en France et 90 à l'étranger. 95 concernent EDF et 152 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 47 % des alertes. En 2021, 71 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (en particulier, 14 licenciements suite à faits avérés de harcèlement-discrimination). 33 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

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 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 discrimination 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.

L'année 2021 a été extrêmement dense sur toutes les composantes de cet engagement en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion, spécialement marquée par l'adoption d'une ambition renforcée en matière de mixité, intégrant notamment des objectifs de féminisation à tous les niveaux de l'entreprise et notamment portée par le responsable du pôle Diversité, Inclusion et Performance au Travail ainsi que son équipe.

Le groupe EDF et plusieurs filiales ont souhaité se doter d'une certification internationale (Label GEEIS, renouvelable tous les quatre ans) pour évaluer la qualité et la pertinence de leurs engagements en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes. Ce label a été renouvelé avec succès en 2019 et, pour la première fois, étendu à l'ensemble des autres champs d'action du Groupe en matière de diversité et d'inclusion. La signature d'une charte d'engagement GEEIS marque ainsi 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, mesure les progrès réalisés et déploie les actions appropriées. Depuis 2015, le Groupe agit pour favoriser l'égalité et l'équité entre les femmes et les hommes à tous les niveaux de l'entreprise. 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.

1er 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 entre 36% et 40 % de femmes d'ici à 2030.

2e 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, Projet 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 ».

La 3e édition du challenge Énergie Mixte a permis de sensibiliser des lycéennes aux metiers techniques de l'énergie et d'ouvrir leurs perspectives d'orientation professionnelle. Marrainées par des femmes issues des différentes entités EDF (Dalkia, Enedis, Citelum, etc.), une réflexion a notamment pu être conduite sur les stéréotypes associés aux métiers techniques.

3e 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 #jamaissanselle).

3.3.3.1.2 Les résultats en 2021

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	Objectif 2026	Résultat 2020	Résultat 2021
Femmes salariés *(en %)*	33	25,8	25,9
Femmes cadres *(en %)*	33	28,8	28,9
Femmes dans les Comités de Direction *(en %)*	33	28,7	29,8

(1) Le dialogue social est attaché à cette famille d'enjeux, mais son développement est situé au sein de la section « Gouvernance de la RSE », en section 3.5.3 « Dialogue social ».

Détail pour les femmes salariées	2019	2020	2021
Effectif hommes √	123 815	122 578	123 915
Effectif femmes √	40 912	42 622	43 242
Femmes/effectifs	24,8 %	25,8 %	25,9 %

√ Valeur 2021 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés

Le Groupe compte aujourd'hui près de 26 % de femmes dans ses effectifs (30,3 % de femmes dans les effectifs d'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].

Dans la perspective d'offrir des parcours professionnels comparables aux femmes et aux hommes, EDF est vigilant à garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle, *via* par exemple un dispositif de prise en charge supplémentaire des frais de garde d'enfants, pour soutenir les parents qui partent en formation.

Le taux de femmes chez les cadres du Groupe a doublé depuis 2002, s'établissant en 2021 à près de 29%.

Détail pour les femmes cadres	2019	2020	2021
Hommes cadres	38 097	38 084	39 338
Femmes cadres	14 999	15 401	15 986
Femmes/cadres	28,2 %	28,7 %	28,9 %
Femmes cadres/femmes salariées	36,6 %	36,1 %	37 %

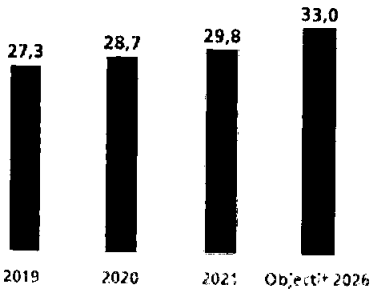
Détail pour les femmes dans les Comités de Direction : indicateur clé de performance du Groupe

L'indicateur-clé de performance retenu sur l'engagement « Egalité, diversité, inclusion » concerne le taux de présence des femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe. La part des femmes dans les CODIR est de 29,8 % en 2021, en progression de 1,1 point. Pour la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

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.

Des plans de succession sont systématiquement mixtes pour les postes de cadres dirigeantes et cadres dirigeants. 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 %)



Détail pour les femmes dirigeantes

Le taux de femmes cadres dirigeantes d'EDF s'établit à 23,95 % au 31 décembre 2021.

Mixité du Conseil d'administration

Le taux de femmes au sein du Conseil d'administration est conforme au seuil légal. Le Comité des nominations, des rémunérations de la gouvernance et le Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration sont présidés par des femmes (Voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Index de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes (EDF)

	2019	2020	2021
Index de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes (EDF)	95/100	95/100	90/100

Le Groupe en France a des index d'égalité professionnelle situés entre 75 et 90/100.

EDF publie un index de l'égalité à 90 points au titre de 2021. Avec ce score, l'entreprise annonce pour la troisième année consécutive une note globale supérieure ou égale à 90 points à l'index de l'égalité F/H.

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 (cf. section 3.5.3 « Dialogue social »).

(1) Source DARES.

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 de 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.

Lutte contre le sexisme

Label	Dès 2016, EDF a été la première entreprise labellisée « sexiste, pas notre genre ».
Baromètre sexisme	Avec le concours du réseau ÉNERGIES Mixité !, un nouveau « baromètre sexisme » a été mis en place en 2021, dans le cadre de l'initiative interentreprises #StOpE dont EDF est membre depuis l'origine.
Réseau [illegible]	L'entreprise agit avec l'appui du réseau ÉNERGIES Mixité ! (anciennement Énergies de femmes) et ses plus de 4 200 membres [1] ;
Formation des salariés	Un *e-learning* dédié à la prévention du sexisme ordinaire a été déployé en 2020 et suivi par 3 348 salariés sur e-campus (périmètre EDF).

Prévention des risques de harcèlement moral ou sexuel

Formation des [illegible]	Un *e-learning* dédié à la prévention des risques de harcèlement sexuel a été déployé auprès de l'ensemble des populations cibles : *management*, RH, représentants du personnel, équipes médico-sociales et salariés. Il a été suivi par 1 378 salariés d'EDF. Des démarches similaires sont déployées par EDF UK et Luminus sur la prévention des risques de harcèlement moral ou sexuel.

Lutte contre les violences conjugales et familiales

Des dispositifs analogues sont déployés à l'égard des 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 2021, EDF a de nouveau pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 102 salariées victimes de violences domestiques. Ce qui représente plus de 366 salariées accompagnées entre 2019 et 2021, soit 1 femme tous les 3 jours.

Dispositif opérationnel

Numéro vert	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.
Équipe d'appui	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 » : nouveaux droits pour les aidants familiaux (accès à une plateforme de conseils et services, complément de rémunération sur les congés proches aidants…) ; création d'un congé parental ouvert aux femmes et aux hommes intégrant les différents formats des familles contemporaines, dont les familles monoparentales ; allongement possible du congé de paternité et d'accueil de l'enfant pour les parents qui le souhaitent.

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 11e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, a été signé le 13 décembre 2018 et porte sur la période 2019-2022. Framatome en octobre 2020 et Enedis le 24 mars 2021, ont engagé des négociations pour le renouvellement de leurs accords pour la période 2021-2023. Au niveau sportif, ce soutien se traduit par la volonté d'encourager le sport pour tous. Dès 1992, EDF est devenue partenaire de la Fédération Française Handisport. EDF est également partenaire des Jeux Paralympiques de 2024.

	2019	2020	2021
Nombre d'employés en situation de handicap*	5 682	5 826	6 454

* *Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir section 3.6 « Méthodologie ».*

(1) Réseau des femmes et des hommes du groupe EDF pour l'égalité professionnelle. Créé en 2004, il compte près de 4 300 membres.

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.

Qualité de vie au travail	Écoute : pour approfondir cette démarche EDF a réalisé début 2021 une enquête IPSOS sur la qualité de vie au travail des salariés reconnus en situation de handicap. Cette enquête a été favorablement accueillie avec un taux de réponse important de 66 %.
Nouveaux enjeux	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 (*e-learning* « L'accessibilité numérique à toutes les étapes d'un projet »).
Compensation du handicap	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.
Extension des droits	Les situations des parents d'enfant en situation de handicap sont désormais prises en compte dans les droits associés.
Maintien dans l'emploi en fin de carrière	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&A)

Le montant des achats au secteur STPA&A est de 12,4 millions en 2021. En septembre 2021, EDF a organisé, en partenariat avec le GESAT, un rendez-vous digital consacré aux achats au STPA à l'intention de publics cibles de sa Direction des Achats et de prescripteurs. Chez Enedis, l'objectif de l'accord 2021-2023 est de réaliser *a minima* 10 millions d'euros de chiffre d'affaires utile (CAU) par an. Un nouveau guide des Achats au STPA&A est venu compléter la collection des outils permettant de développer les relations avec les prestataires du secteur protégé et adapté .

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 en 2021 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 [2] 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 de l'association Energay [3] 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, ainsi qu'un *serious game* (*Secret Cam*).
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

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 [4] 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 2 324 salariés en 2021.

(1) Voir aussi section 3.4.2.3.1 « Part des achats à l'échelle territoriale ».
(2) L'Autre Cercle est une association LGBT (Lesbienne Gay Bi et Trans) dont l'objet principal est de lutter contre les discriminations dans le monde du travail. www.autrecercle.org
(3) Energay est l'association LGBT des industries électriques et gazières et de leurs ami-e-s www.energay.org
(4) Gestionnaire de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

3.3.3.6 Développement des compétences

Signée en 2019, la politique de développement des compétences « Groupe France » 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. Elle se donne comme but ultime de passer d'une gestion de la formation et de l'emploi à un *management* des compétences. Il s'agit de contribuer au renforcement de l'employabilité des salariés.

3.3.3.6.1 Investir dans le capital humain et rendre les salariés acteurs de leur parcours

Deux axes de transformation ont structuré les travaux de 2021 : répondre aux besoins des salariés par des réponses plus adaptées à la diversité des besoins et faciliter l'accessibilité aux solutions proposées.

L'investissement financier réalisé dans l'ensemble du Groupe est de plus de 475 millions d'euros en 2021, permettant de dispenser, en dépit du contexte sanitaire, un volume de près de 6 millions d'heures, se rapprochant du niveau de l'année 2019 et permettant de maintenir à un niveau élevé l'accès aux ressources de formation ou de professionnalisation.

	2019	2020	2021
Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences (taux d'accès à la formation, objectif 75 %)	80 %	71 %	79 %
Nombre total d'heures de développement des compétences	6 820 423	4 735 240	5 948 618
Nombre d'heures de développement des compétences par salarié à l'effectif	41	29	36
Nombre de salariés ayant suivi une action de développement des compétences dans l'année	131 992	117 341	132 018
Nombre de salariés n'ayant pas suivi d'action de développement des compétences depuis 3 ans ou plus	6 527	5 907	7 420

Adapter l'offre de formation

En 2021, l'accélération du déploiement des nouvelles modalités pédagogiques prévues par la politique a été renforcée par l'impact de la crise sanitaire, en particulier au 1er semestre. De ce fait, l'augmentation du recours aux modalités distancielles appuyées sur les ressources numériques a permis de développer l'accès aux modules *e-learning* et aussi de convertir des sessions présentielles en classes virtuelles à distance, grâce aussi à de nouveaux outils numériques dédiés.

[illegible]	Les classes virtuelles, résultat d'un travail de réingénierie, répondent à ces nouvelles attentes. Parallèlement, les parcours combinant des modalités pédagogiques différentes de modules regroupés en un cursus tendent à devenir la norme (parcours dits *blended*).
[illegible]	En 2021 pour le Groupe en France, 99 100 salariés ont été formés. 29 % des heures ont été consommées en *digital learning* (1) (principalement plateformes internes, mais aussi ressources externes), sous ses différentes formes, et en croissance de 52 % depuis 2019 (périmètre EDF).

L'élargissement de l'offre de formation, au-delà du numérique, a permis aussi le développement d'autres modalités : mise en place d'un environnement favorable à une « organisation apprenante », pratiques de professionnalisation des salariés telles que l'Action de Formation En Situation de Travail (AFEST), et *knowledge management*.

Faciliter l'accessibilité des solutions et le parcours de formation des salariés

Évolution des attentes des salariés	L'évolution des attentes des salariés en termes de durée des cursus ou de sensibilité accrue aux impacts sanitaires ou environnementaux des déplacements, incite à élargir et diversifier l'offre de ressources disponibles, en particulier dans les domaines tertiaire et managérial.
Amélioration du « parcours utilisateur »	En 2021, l'amélioration du parcours utilisateur des salariés s'est poursuivie et accélérée en continuant à rationaliser l'offre au catalogue ; en facilitant l'accessibilité et la compréhension de l'offre de formation disponible, en particulier par une navigation améliorée dans le SI MyHR ; en modernisant les fonctionnalités de la plateforme numérique e-campus. En préparation de 2022, et afin d'identifier les axes de progrès, une démarche inédite de sollicitation des salariés, *managers* et membres de la filière RH leur a permis de faire part de leur ressenti et de leurs suggestions sur les étapes de leur propre parcours de formation, dans la logique de la démarche « Parlons Énergies ». Les propositions recueillies sur la plateforme dédiée sont ensuite exploitées et priorisées par des ateliers de salariés volontaires.

(1) Digital learning regroupe les modalités numériques de développement des compétences que ce soient les modules e-learning intégrés ou non à des parcours, les classes virtuelles, les modalités utilisant la réalité virtuelle ou augmentée, les MOOC et serious games, voire parfois des modalités numériques intégrées à des sessions présentielles.

3.3.3.6.2 Faire du développement des compétences un levier des parcours professionnels des salariés

[illegible]	Au-delà des actions prévues au plan de développement des compétences, le Groupe renforce encore son engagement en faveur de la promotion et de la mobilité internes, grâce à la richesse et la diversité des parcours professionnels : information à différents moments de la carrière (e-forums régionaux de la mobilité) ; accompagnement au changement de collège (principalement le passage en collège cadre) ; alternance ; formations promotionnelles, y compris diplômantes. Cet engagement est aussi renforcé en déployant plus encore les dispositifs de reconversion par la formation en alternance et en étendant la formule de formation-reconversion réussie pour les *data analysts* à d'autres cursus dans des domaines dits en « tension », spécialement dans les domaines de la production.
[illegible]	Une formation de niveau bac+2 permettant de former des jeunes techniciens d'exploitation nucléaire, opérationnels dès leur prise de poste, a été intégralement conçue en interne. Il s'agit de la première formation du genre à être certifiée RNCP (Répertoire National des Certifications Professionnelles) [1]. Les deux premières promotions ont débuté en novembre 2021 au sein des deux CFA des métiers de l'énergie du Groupe.

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.

[illegible]	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.
[illegible]	Pour détecter les cadres dirigeants de demain, des *assessments* visent à évaluer le potentiel des cadres selon un modèle de *leadership* unique au niveau du Groupe.
[illegible]	Depuis 2018, le programme Talents 2.0 permet aux salariés de s'autodéclarer au travers d'un parcours de tests et de questionnaires *on-line*.
[illegible]	Le « projet Y » mobilise chaque année une trentaine de jeunes salariés issus des entités et filiales du Groupe. Réunis en vue d'accélérer la transformation d'EDF à l'aide du levier du numérique, leurs travaux font l'objet de propositions concrètes présentées en COMEX élargi. À l'occasion de la quatrième saison, les « Y » ont proposé de faire évoluer les principales interfaces numériques du Groupe pour mieux affronter trois enjeux clés : l'appropriation de la raison d'être par chaque salarié, la dynamisation de la mobilité interne, les transferts de compétences.

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 a développé en intelligence collective la nouvelle ambition de leadership et la déploie depuis début 2020. Ainsi, plus de 120 CODIRs se sont approprié ce nouveau modèle grâce à des ateliers collectifs et un réseau de 50 ambassadeurs.

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 et *managers* ainsi que des cadres dirigeants et des administrateurs fait une large place aux thématiques du développement durable.

Au sein de cette offre, par exemple : l'offre de formation « *Business* stratégique de l'énergie » pour cadres dirigeants, « Construire un mix électrique décarboné à l'horizon 2050 : enjeux et méthodologie » « Entreprise et développement durable » à destination des nouveaux administrateurs du Groupe [2], « Nouveau Monde Énergétique » à destination des talents du Groupe.

Les compétences liées à la production d'électricité bas carbone et à la sûreté des installations sont maintenues et développées grâce aux cursus de formation métiers et aux parcours d'intégration des salariés.

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	2021
Nombre de salariés formés dans le cadre de l'offre « environnement – développement durable »	3 593
Nombre d'heures de formation	24 683

[illegible] E&S	Dans le cadre de la création de la nouvelle communauté de compétences « Environnement et Société », un parcours de formation spécifique, composé de 17 modules, a été conçu pour renforcer et homogénéiser les compétences de salariés déjà expérimentés sur l'un des deux volets E&S. En 2021, une quinzaine de cadres de haut niveau ont été formés à l'appui conseil aux équipes projet en vue de la meilleure intégration des volets environnementaux, sociaux et sociétaux des l'amont. Plusieurs projets ont été accompagnés dans ce cadre dès 2021.

(1) Certification délivrée par France Compétences.
(2) Enrichi du dispositif « Eco2 », cf. section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique ».

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.

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 à la qualité et au niveau de la 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.

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. Il existe un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée. Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination.

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.

Pour répondre aux enjeux de reconnaissance des salariés et des *managers*, un chantier de modernisation du système de classification rémunération à la maille de la branche des Industries Électriques et Gazières se poursuit en 2021. S'agissant des rémunérations brutes totales, se référer à la note charge de personnel.

	2019	2020	2021
Ratio d'équité/rémunération moyenne	6,8	6,6	6,6
Ratio d'équité/rémunération médiane	7,4	7,2	7,2

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, depuis plus de 20 ans pour EDF et depuis sa filialisation pour Enedis. 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 collective du Groupe. Dans un contexte économique contraint, une politique d'abondement des sommes placées est maintenue. Les accords d'intéressement d'EDF habituellement triennaux ont été conclus pour une durée d'un an en 2020 et 2021. EDF et Enedis prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale).

Professionnalisation sur les questions de rémunération : EDF et Enedis portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs *managers* sur les questions de rémunération.

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 Retraite Collective (PERCO).

Plan d'épargne Groupe (PEG)

Une gamme complète de Fonds Communs de Placement diversifiés est ouverte à la souscription comprenant des fonds prudents, principalement investis en obligations et en placements monétaires, des fonds équilibrés et des fonds dynamiques, principalement investis en actions dont des fonds d'actionnariat investis en actions EDF. 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 CO_2. L'intéressement, la participation 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	2021
Nombre de salariés, retraités et ex-salariés du Groupe détenant un PEG	199 727
Part de la population totale *(en %)*	97,3 %
Encours *(en milliards d'euros)*	5 557

Plan d'épargne 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 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	2021
Nombre de salariés, retraités et ex-salariés du Groupe détenant un PERCO	87 436
Part de la population totale *(en %)*	42,6 %
Encours *(en milliards d'euros)*	1 135

3.3.3.7.4 Actionnariat salarié

En 2021, la structure de l'actionnariat salarié s'élevait au 31 décembre à 1,32 % du capital social réparti entre les actions détenues par les FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS » au sein du plan d'épargne Groupe et les actions détenues au nominatif :

	Salariés actionnaires	Nombre d'actions	% capital	% droits de vote
Actionnariat salarié		42 673 879	1,32 %	1,4 %
PEG (FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS »)	91 074	38 775 926	1,20 %	1,26 %
• *dont actions EDF*	*71 516*	*31 708 642*	*0,98 %*	*1,11 %*
• *dont EDF ORS*	*34 593*	*7 067 284*	*0,22 %*	*0,15 %*
Actions detenues au nominatif	~ 45 000	3 897 953	0,12 %	0,14 %

3.3.3.8 Attirer et fidéliser les talents

3.3.3.8.1 EDF reste l'un des principaux recruteurs industriels

Dans un contexte de forte concurrence entre acteurs économiques pour la recherche de compétences et talents, le groupe EDF reste l'un des principaux recruteurs industriels avec 20 095 salariés embauchés dans le Groupe en 2021. Le groupe EDF a ainsi recruté 10 260 salariés en CDI, 1 847 salariés en CDD (hors alternants), 7 988 alternants et accueilli 3 500 stagiaires.

Embauches/départs [1]	Unité	2019	2020	2021
Embauches [1]	Nombre	10 377	11 214	10 254
Départs retraite/inactivité	Nombre	3 444	3 523	3 333
Démissions	Nombre	3 285	2 452	3 522
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	1 545	1 174	1 524
Turn over	%	5,6 %	5,6 %	5,6 %
Autres arrivées [2]	Nombre	7 289	6 258	9 856
Autres départs	Nombre	10 259	8 691	9 940

(1) L'indicateur Embauches a été révisé en 2021 et ne prend en compte que les recrutements CDI à la maille du Groupe
(2) Autres arrivées : retour de congés sans solde ; autres départs : congés sans solde, décès, ruptures conventionnelles, parcours mobilité externe.

3.3.3.8.2 Attractivité de la marque employeur

Afin d'attirer les candidats qui intéressent le Groupe et qui vont contribuer par leur plus-value à sa performance, l'entreprise s'appuie sur une marque employeur Groupe, RSE et innovante. EDF reste 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	Pour la seconde année consécutive, EDF se place en 1re position des entreprises préférées des étudiants et des jeunes diplômés dans le secteur de l'énergie selon l'étude Harris Interactive pour Epoka et 4e tous secteurs confondus chez les ingénieurs.
Classement Universum	EDF est en 3e position, des entreprises préférées des cadres issus des écoles d'ingénieurs en 2021 [1] et 2e place des entreprises préférées des Bac+2/3 expérimentés pour l'année 2021.
IFOP	EDF figure à la 3e place pour les dimensions marque employeur et responsabilité environnementale, classement IFOP des entreprises les plus admirées [2].
Happy Trainees	EDF est classé premier énergéticien et 2e au classement général mesurant le niveau de satisfaction des alternants et stagiaires pour 2022. EDF est en 3e position des entreprises accueillant plus de 1 000 jeunes alternants et stagiaires.

(1) universumglobal.com/fr/classements-cadres-2021/
(2) ifop.com/wp-content/uploads/2021/11/Vague-3-Eight-Advisory-principaux-resultats.pdf

3.3.3.8.3 Priorités de recrutement

En 2021, tout en continuant à privilégier l'employabilité de ses salariés et en ciblant ses embauches sur des profils non disponibles en mobilité interne, EDF a poursuivi ses engagements sur ses volumes de recrutements, l'inclusion des jeunes et des personnes en situation de handicap, la féminisation de ses métiers. Le Groupe a su également se réinventer avec des outils plus digitaux, plus innovants.

Compétences industrielles, techniques et numériques

Besoins en compétences industrielles techniques et numériques	Pour répondre aux besoins d'excellence en compétences industrielles, techniques et numériques (voir notamment la section 3.4.3.2.1 « Le Plan Excell », les recrutements EDF 2021 ont porté prioritairement sur les métiers techniques, SI, en tension, rares ou en développement. Il s'agit notamment des métiers de technicien de maintenance mécanique robinetier, technicien de maintenance électrique, ingénieur d'étude projets électrique, technicien bureau d'études, contract-*manager*, soudeur, *data scientists*.
Co-recrutements	L'entreprise met en place des co-recrutements entre deux Directions principalement au sein des 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). .

Priorisation dans les métiers techniques	2021
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de l'alternance	23 %
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de stage de fin d'études	6 %
Part des profils de techniciens et d'ingénieurs expérimentés dans les recrutements	40 %

Féminisation dans les métiers techniques

Grâce à l'action résolue menée dans le Groupe en faveur de la féminisation des métiers techniques, l'industrie se conjugue aussi au féminin. EDF a lancé la campagne « Co-développons l'industrie au féminin » (cf. section 3.5.4.8 « Communication responsable »).

Prix Women's Energy In Transition	Dalkia organise depuis 3 ans, 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.

Féminisation du recrutement dans les métiers techniques (EDF)	2020	2021
Nombre total de recrutements dans les métiers techniques	671	1 219
Part des femmes recrutées dans les métiers techniques	16 %	17 %
Nombre total de recrutements dans les métiers systèmes d'information	113	159
Part des femmes recrutées dans les métiers systèmes d'information	31 %	21 %

Mise en valeur de l'alternance et des stages

[illegible]	EDF a fait de l'alternance et des stages de fin d'études un élément clé de son *sourcing* de compétences et de son ambition humaine, en accueillant en formation au sein du Groupe plus de 1 alternant sur 100 en France.
[illegible]	6 800 alternants, dont 4 000 pour la promotion 2021-2022, ainsi que 3 500 stagiaires.

Mise en valeur de l'alternance dans les recrutements	2021
Nombre d'alternants accueillis	3 518
Nombre de stagiaires accueillis	1 727
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stage (en %)	40

Engagement en faveur de l'insertion professionnelle des jeunes et de l'inclusion

L'accompagnement des jeunes vers l'emploi reste une des priorités du Groupe. Depuis de nombreuses années, le Groupe se mobilise pour une économie plus inclusive tout particulièrement vis-à-vis des jeunes.

[illegible]	EDF s'engage pour l'accueil de jeunes éloignés de l'emploi, issus de Quartiers Prioritaires de la Ville et de Zones Rurales Revitalisées.
[illegible]	De nouvelles modalités de recrutement qui correspondent aux valeurs du groupe EDF permettent de faciliter l'insertion sur le marché du travail des publics éloignés de l'emploi.

Mobilisation pour la relance économique et sociale

Convention avec Pôle emploi	En mars 2021, EDF a signé une convention avec Pôle emploi qui vise à faire converger les offres d'emploi du groupe EDF et les compétences des demandeurs d'emploi.
« Train de la relance »	EDF a participé à l'opération *Train de la relance* organisé dans le cadre du Plan France Relance. Des équipes RH et Métiers du groupe EDF dont Dalkia, Framatome ou ES (Électricité de Strasbourg), en partenariat avec pôle emploi, ont proposé des *job dating*.
Secteur en décroissance ou touchés par des PSE	EDF poursuit sa démarche de *sourcing* responsable et gagnant-gagnant et propose des offres d'emploi à des salariés avec expérience dans les secteurs en décroissance ou touchés par des PSE [1].

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.

Websérie Vidéos	EDF propose sur EDF Recrute, une websérie de 6 vidéos afin de faire découvrir aux jeunes de 18 à 25 ans l'industrie électrique en mettant en avant les salariés, à travers leur savoir-faire et leur passion pour leur métier.
Cartes en main Podcast	Une série de podcasts permet de découvrir la variété de métiers chez EDF, de présenter des conseils liés au recrutement, d'adresser des sujets sociétaux qui impactent la carrière professionnelle, et de mettre en avant certaines offres pénuriques du Groupe. Le dispositif est disponible sur Spotify, Deezer et le site carrière EDF Recrute.

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 167 157 salariés au 31 décembre 2021 (filiales consolidées).

Cet effectif augmente légèrement par rapport à fin 2020 (+ 1,2 %), en lien avec les enjeux industriels et commerciaux du Groupe. Une hausse qui s'explique par de nouvelles acquisitions en 2021 dont le rachat de l'activité contrôle commande nucléaire du Groupe britannique Rolls-Royce par Framatome, l'intégration de la société IZI Solutions Renov et un volume de recrutements plus important pour les sociétés des filières nucléaires et renouvelables du Groupe.

Cinq sociétés ont un effectif de plus de 10 000 salariés : EDF (63 070), Enedis (38 701), Framatome (16 551), Dalkia (18 451) et EDF au Royaume-Uni (11 141). Cet effectif augmente légèrement par rapport à fin 2020 (+ 0,7 %) dans un contexte de transition energétique, d'évolutions technologiques et de pression concurrentielle accrue en France et au Royaume-Uni. 80 % de l'effectif est français, 96 % de l'effectif est situé en Europe (dont France), et 4 % hors d'Europe.

3.3.3.9.2 Effectifs du Groupe en France

EDF poursuit sa transformation et adapte son modèle d'activité (nouveau nucléaire, développement du renouvelable, développement de nouvelles offres commerciales notamment mobilité électrique, optimisation des fonctions support, digitalisation des processus tertiaires internes, développement ciblé à l'international…).

Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 133 467 salariés au 31 décembre 2021, effectif en légère augmentation par rapport à l'effectif France de 2020 + 1,4 %. Les sociétés du Groupe dans le domaine de la prestation dans le nucléaire et des énergies renouvelables sont en forte croissance pour accompagner le développement de leur activité avec des hausses d'effectifs de 14,8 % pour Framatome et 9,3 % pour EDF Renouvelables.

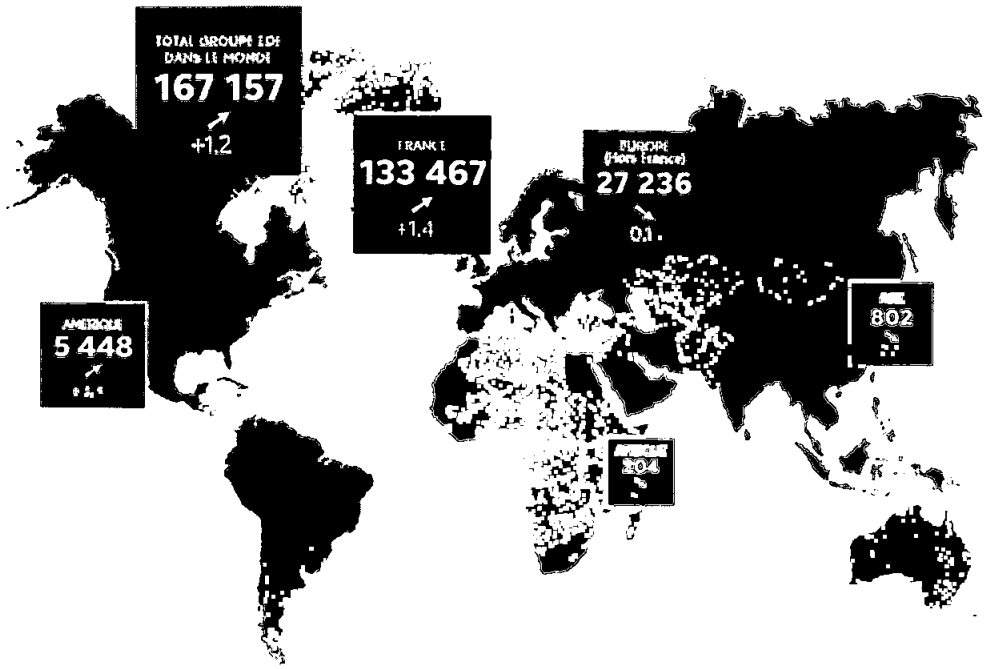
3.3.3.9.3 Effectifs du Groupe à l'international : 96 % de l'effectif international est européen

L'effectif à l'international augmente de + 2,3 % avec notamment le développement d'EDF Renouvelables + 14,3 %. Les effectifs du Groupe hors Europe se situent essentiellement en Amérique (5 448), en Asie (802) et, dans une moindre mesure, en Afrique (204).

16 % de l'effectif du Groupe est situé en Europe (hors France), ces effectifs sont stables. Cela traduit une évolution contrastée des sociétés du groupe EDF en Europe. Ainsi les sociétés du Groupe dans le domaine de la prestation dans le nucléaire sont en croissance (+ 8,5 % pour la société de déconstruction Cyclife). *A contrario*, la pression concurrentielle accrue au Royaume-Uni se traduit par une adaptation à la baisse des effectifs pour EDF Energy (- 4,9 %).

(1) PSE Plan de Sauvegarde de l'emploi.

3.3.3.9.4 Précisions sur la répartition au 31 décembre 2021



Précisions sur la répartition des effectifs [1]

[illegible]		[illegible]	[illegible]	[illegible]
Salariés de moins de 25 ans √	%	7 %	7 %	7 %
Salariés de 25 à 35 ans √	%	29 %	28 %	27 %
Salariés de 36 à 45 ans √	%	26 %	27 %	27 %
Salariés de 46 à 55 ans √	%	26 %	26 %	26 %
Salariés de 56 ans et plus √	%	12 %	13 %	13 %
[illegible]				
Nombre de cadres	Nombre	53 095	53 485	55 324
Nombre de non-cadres	Nombre	111 632	111 715	111 833
[illegible]				
Salariés à temps partiel	Nombre	10 389	9 748	9 234

√ indicateur 2021 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.
Pour la répartition par genre, voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle ».

La répartition des effectifs reflète un corps social équilibré, résultat de la stratégie de l'emploi du groupe EDF. La proportion des salariés de moins de 35 ans 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 2021 du fait 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.

(1) Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.6 « Méthodologie ».

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 3,3 millions de ménages en situation de précarité énergétique [1]. Au Royaume-Uni, l'indicateur publié par les pouvoirs publics [2] indique que le pays compte 2,5 millions de ménages en situation de précarité énergétique. En Italie et en Belgique, il n'y a ni définition, ni indicateur relatif à la précarité énergétique à ce jour.

Initiatives du Groupe

Dans des contextes nationaux très différents aux plans réglementaire, 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

Programme R&D	EDF R&D anime un programme « Précarité énergétique : comprendre-innover », 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

3.3.4.2 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 (cf. section 3.3.4.2.2), le groupe EDF s'associe étroitement aux dispositifs publics nationaux et régionaux, et déploie le « don d'énergie ».

Chèque énergie	D'un montant moyen de 150 euros, les chèques énergie ont été adressés par les pouvoirs publics français à 5,8 millions de ménages en 2021. Dans un contexte de hausse des prix de l'énergie, le gouvernement a annoncé mi-septembre, un chèque énergie complémentaire exceptionnel de 100 euros, qui a été envoyé en décembre 2021 automatiquement à tous les ménages qui ont déjà bénéficié du chèque énergie au titre de l'année 2021. EDF accompagne l'envoi des chèques énergie en effectuant toutes formes de relance en entrée de trêve hivernale ; en menant des campagnes d'information auprès des travailleurs sociaux et de ses partenaires via l'action des correspondants solidarité et des conseillers clients solidarité. La remise en ligne du chèque et de l'attestation sur le site chequeenergie.gouv.fr est encouragée et accompagnée.
Fonds de Solidarité Logement	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 20,7 millions d'euros versés en 2021, EDF est le premier contributeur du Fonds de Solidarité Logement, après les collectivités publiques.
Don d'énergie	EDF a développé en France le « Don d'énergie », en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre. Depuis 2018, les clients d'EDF disposant de l'application « EDF & Moi » et de son fil d'actualités peuvent faire un don pour aider des ménages en difficulté à payer leur facture d'électricité, quel que soit leur fournisseur d'électricité. EDF abonde ce don défiscalisé à hauteur de 100 % dans la limite d'un certain plafond.

En Italie, Edison déploie le « bonus social », dispositif public qui prend la forme, sous conditions de revenus, d'une réduction sur la facture d'électricité ; en Belgique, Luminus développe l'ensemble des dispositifs publics spécifiquement propres aux trois régions (flamande, wallonne et bruxelloise) ; au Royaume-Uni, l'*Energy Carbon Obligation* (ECO3), entièrement destiné aux clients vulnérables, est déployée par EDF, et englobe à la fois des mesures de réduction des émissions de carbone et de lutte contre la précarité énergétique par amélioration de l'efficacité énergétique.

3.3.4.2.2 L'action d'accompagnement

EDF s'est organisée 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.

EDF vient de s'engager 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 [3]. Cette mesure, qui prendra effet le 1er avril 2022, s'appliquera dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

(1) ONPE Tableau de bord 2019 (Les indicateurs de quantification de la précarité énergétique).
(2) National Statistics Fuel poverty detailed tables 2019.
(3) Une puissance de 1 kVA permet de maintenir plusieurs usages essentiels de l'électricité, tels que l'éclairage, le fonctionnement d'équipements de cuisine (le réfrigérateur, le congélateur, etc.) ou encore la recharge d'appareils électroniques. Une telle puissance permet d'assurer un service minimum en attendant que le client régularise sa situation, les factures d'énergie restant dues.

Service Accompagnement Énergie : Indicateur clé de performance du Groupe

Depuis 2010, « l'Accompagnement Énergie » permet d'apporter une solution personnalisée à tout client particulier d'EDF qui rencontre une difficulté de paiement. Il s'agit d'un dispositif déployé par téléphone par 5 000 conseillers clientèle et 230 experts solidarité.

Le service Accompagnement Énergie et ses acteurs

5 000 Conseillers Relation Client	Tous basés en France [1], ils sont sensibilisés et formés aux situations de précarité énergétique. Ils font les premières détections 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	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.

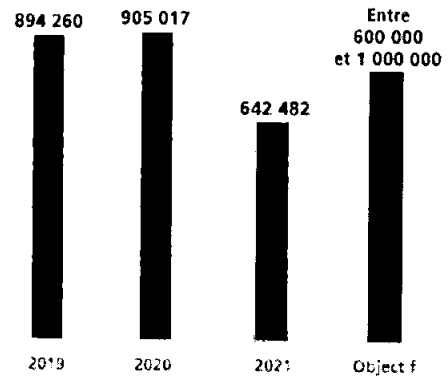
L'indicateur-clé de performance du Groupe

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.

Pour la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

En 2021, le nombre d'actions de conseils est compris dans la fourchette de l'objectif annuel. Ces actions ont augmenté de plus de 15 % pour les clients confrontés à des situations récurrentes de précarité énergétique et accompagnés de façon personnalisée par les pôles Solidarité d'EDF. Dans un contexte d'évolution modérée des tarifs (augmentation limitée à 2 % du tarif bleu en 2021) et de maintien de dispositifs efficaces d'accompagnement des clients en situation de fragilité (trêve hivernale prolongée de deux mois et distribution en hausse du nombre de chèques énergie par les pouvoirs publics), ces actions ont sensiblement diminué vis-à-vis de nos clients impactés par des difficultés ponctuelles de paiement.

Actions de conseil effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie (en nb)



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.

Correspondants solidarité	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.
Partenariats	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, 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.
Pimms médiation et médiation sociale	Pour renforcer son accompagnement sur le terrain, EDF est engagée 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 Multiservices). Dans le cadre de son partenariat avec le Réseau national Pimms médiation, EDF participe au développement des PANDA (Point d'Accompagnement Numérique pour les Démarches Administratives) : il s'agit d'espaces dédiés pour accompagner les personnes les plus éloignées du numérique.

Enedis préside le Réseau National Pimms médiation et agit de manière complémentaire tant en matière d'information ou de sensibilisation que dans le cadre des procédures pour impayés, se déplaçant systématiquement pour contacter le client avant de procéder à une coupure ou une limitation de puissance.

(1) Cf. section 3.4.2.1.4 « Focus sur les metiers de la clientèle ».

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.

Actions en vue de l'amélioration de l'habitat

Habiter mieux	Depuis dix ans, EDF est engagée dans le programme « Habiter Mieux » de l'Anah (Agence nationale de l'habitat). À ce jour, ce programme a permis de rénover plus de 549 000 logements occupés par des ménages précaires.
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. Il s'agit pour EDF d'une contribution à hauteur de 6,3 millions d'euros sur la période 2021-2023.
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 (jusqu'au 30 juin 2021). 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
Partenariat Ashoka	La problématique de la rénovation des logements pour les clients précaires étant prioritaire dans la lutte contre la précarité énergétique, un nouveau partenariat avec Ashoka a été signé en 2021 sur le thème « Précarité énergétique et rénovation thermique ». Il s'agit de favoriser l'émergence de nouvelles solutions au sein de *start-ups* de l'innovation sociale sur la problématique de la rénovation des logements pour les clients précaires.
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 Homes 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)). En 2021, EDF a aidé 900 ménages.

Actions en faveur de la maîtrise de la consommation d'énergie

Mes kWh & moi	Cette solution numérique permet de suivre et comprendre ses données de consommation d'énergie et d'agir en vue de mieux maîtriser son budget. Les clients équipés du compteur Linky peuvent aussi accéder à leurs consommations calculées en euros. Selon une étude interne, les clients qui consultent plus de deux à trois fois par mois leurs outils de suivi de consommation, et qui modifient leurs comportements, peuvent réaliser jusqu'à 12 % d'économies d'énergie [1].
Escape Game Énergie	En partenariat avec le Conseil Départemental du Bas-Rhin, ÉS déploie depuis septembre 2021 un projet d'animation autour des économies d'énergie. L'objectif de ce jeu Escape Game est de faire découvrir les bons gestes à appliquer au quotidien grâce à des mises en situation.
Programme SLIME	À la Réunion, EDF mène des actions auprès des foyers précaires en matière de sensibilisation et de diagnostic MDE. Ces actions sont menées en partenariat avec la Région *via* les Services Locaux d'Intervention pour la Maîtrise de l'Énergie (SLIME).

3.3.4.3 Innovation sociale au service d'une transition énergétique juste et inclusive

Le groupe EDF, *via* ses salariés, ses métiers ou sa Fondation, œuvre à faire émerger toutes formes d'innovation sociale au service d'une transition énergétique juste et inclusive.

Portée par EDF, EDF Renouvelables, Enedis, Dalkia et Citelum, la Fondation groupe EDF accompagne les acteurs du monde associatif et encourage l'implication des collaborateurs. Son action s'inscrit principalement dans trois domaines en France et à l'international : environnement, éducation et inclusion, avec pour priorité les actions en faveur des générations futures et des personnes les plus fragiles. En 2021, Edison s'est également dotée d'une fondation, Edison Orizzonte Sociale (EOS), qui souhaite promouvoir l'inclusion et la culture de durabilité.

Les actions philanthropiques du Groupe sont réalisées à la fois par l'apport d'un soutien financier et par la mise à disposition de salariés, grâce au mécénat de compétences et à l'engagement bénévole.

Volume	Le groupe EDF a soutenu des projets d'intérêt général pour un montant total de 12 millions d'euros [2].
Répartition	Les actions sont réalisées à 44 % par la Fondation groupe EDF, à 38 % par la société mère EDF et à 18 % par les filiales du Groupe.
Projets	En 2021, la Fondation groupe EDF a soutenu 230 projets en France et 41 projets à l'international principalement orientés sur les thématiques d'environnement, d'éducation et d'inclusion.
Évaluation	La Fondation groupe EDF réalise une évaluation systématique de la réalisation et de l'impact des projets financés. Les conventions de mécénat précisent les indicateurs de réalisation et d'impact pour les bénéficiaires, dont l'atteinte est contrôlée au travers d'un bilan annuel demandé à l'association porteuse du projet. 10 % de la somme allouée sont suspendus à la production de ce bilan et à l'atteinte de ces indicateurs.

Pour le détail de l'action philanthropique de la Fondation groupe EDF, voir le rapport annuel en ligne [3].

(1) Étude EDF R&D 2017. Résultat issu d'une étude menée du 1er juin 2015 au 30 juin 2017 sur la base d'un échantillon témoin de 1 910 clients en contrat Heures creuses et d'un échantillon test de 1 672 utilisateurs en contrat Heures creuses également.
(2) Chiffres 2020, à la date de publication de la DPEF, la consolidation des montants correspondant au soutien effectué en régie directe n'est pas encore disponible.
(3) fondation.edf.com/rapports-et-communiques-de-presse/

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 veut 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

24,9 %
TAUX ANNUEL D'ACHATS A DES PME EN FRANCE

28,6 %
TAUX DE RÉALISATION DES ACTIONS POUR LA RELOCALISATION ET LE MAINTIEN DES COMPÉTENCES DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE

18,8 %
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 que nous entretenons avec nos 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 présent sur tous les territoires, EDF dispose d'une expérience longue et éprouvée en matière d'écoute, de dialogue et de concertation avec les parties prenantes. Aujourd'hui, le dialogue et la relation aux parties prenantes sont organisés de manière à prendre en compte leur multiplicité et la diversité des situations. Dans un contexte sociétal très évolutif, EDF soutient l'innovation sociale en matière de relation aux parties prenantes territoriales.

3.4.1.1.1 EDF, une pratique du dialogue et de la concertation

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 *corporate*, d'un pays d'implantation ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts issus de la société civile apportent aux cadres dirigeants du Groupe leur vision sur les grands sujets qui intéressent EDF.

Le Conseil de 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 à l'échelle du Groupe est le nouveau Conseil de parties prenantes [1]. 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, acteurs des solidarités…).

Auprès du Président, ils apportent leur regard sur les orientations stratégiques de l'entreprise. Leurs travaux sont systématiquement suivis de recommandations.

Sessions	Trois sessions ont eu lieu dans l'année écoulée : • la raison d'être d'EDF et son lien avec la stratégie CAP 2030 pour une RSE intégrée ; • le développement des énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien et le solaire ; • les scénarios de mix énergétique 2050 et externalités liées à ces scénarios.
Implication des membres dans la suite des travaux	EDF s'attache à donner la parole aux membres de ce Conseil à l'externe : • 1er rapport Impact 2021 : EDF a ouvert les colonnes de ce document inédit à plusieurs membres de son Conseil de parties prenantes pour évaluer les orientations d'EDF ; • Media : avec Le Monde et le magazine M, deux membres du Conseil ont pu croiser leurs points de vue avec des cadres dirigeantes du Groupe sur les enjeux du changement climatique en lien avec la stratégie de l'entreprise.

Autres Conseils associant les parties prenantes

- **Conseil Scientifique** : Présidé par Sébastien Candel, Président de l'Académie des Sciences, il s'est réuni à 3 reprises en 2021 sur les thématiques suivantes : activités de R&D à l'international, biodiversité et orientations de la R&D d'EDF.
- ***Stakeholder Advisory Panel* d'Edison** : Il s'est réuni trois fois en 2021, traitant de la création de valeur pour les territoires résultant de la maîtrise de la demande d'énergie et de la réduction des émissions de GES.
- **Conseil des Parties Prenantes d'Enedis** : il s'est réuni à trois reprises sur la contribution de la R&D à la RSE, sur la culture juste et les nouvelles tendances sociétales et sur la cybersécurité. Le relevé de conclusions de chaque séance du Conseil est partagé avec les membres du Comité exécutif d'Enedis. S'agissant des nouvelles tendances sociétales, les membres du Conseil ont été invités à poursuivre le dialogue avec la Direction de la Stratégie. Enedis expérimente une déclinaison régionale du Conseil des parties prenantes. En 2021, sept des vingt-cinq Directions régionales se sont engagées dans une phase pilote.

(1) Qui a succédé, après huit ans de fonctionnement, au Conseil Développement Durable.

Une expérience du débat public

Propre aux grands projets d'aménagement du territoire, le débat public est un processus de participation, d'une durée allant de quatre à six mois – au cours duquel les citoyens intéressés par le projet peuvent peser sur sa réalisation. Le groupe EDF a porté de très nombreux projets faisant l'objet du débat public.

Parc éolien de Dunkerque	Le débat public sur le projet éolien en mer à Dunkerque [1] a été conduit du 14 septembre au 13 décembre 2020. Une concertation transfrontalière a permis d'ouvrir la réflexion sur la place du paysage et du patrimoine local dans l'identité du littoral français et belge. À l'issue du débat public, la concertation avec le public et les parties prenantes s'est poursuivie. Un plan d'action fera annuellement l'objet d'un bilan [2].
Parc nucléaire français	La concertation sur l'amélioration de la sûreté de 32 réacteurs français, initiée par le Haut Comité pour la Transparence de l'Information sur la Sécurité Nucléaire, a mobilisé EDF - en tant que responsable des réexamens périodiques – ainsi que les principaux acteurs de la sûreté des centrales nucléaires en France. 16 réunions publiques ont rassemblé 1 300 personnes, et la plateforme numérique, consultée par 4 000 visiteurs, a recueilli 1 600 contributions. Il s'agissait pour le public de se prononcer sur la Note de Réponse aux Objectifs du 4e réexamen périodique de ces réacteurs envoyée par EDF à l'Autorité de sûreté nucléaire. EDF a publié un rapport public tirant des enseignements de cette concertation. [3]

Une nouvelle dynamique de dialogue avec les ONG

La relation que le Groupe entretient avec les ONG est de longue date prise en compte au sein des différents métiers du Groupe, aux plans régional, national et international. Depuis plus de vingt ans, elle est institutionnalisée au sein des Panels de parties prenantes du Groupe (Conseil de l'environnement, Conseil sociétal, Conseil développement durable…). Les échanges sont entretenus avec les grandes organisations non gouvernementales, par exemple dans le domaine de l'environnement et des droits humains. Ces relations ont été concrétisées par de nombreuses opérations communes. La politique de protection de l'avifaune, en lien avec nos ouvrages électriques, a par exemple été bâtie avec la Ligue de Protection des Oiseaux [4]. EDF souhaite aller plus loin en considérant la place essentielle des ONG dans nos sociétés, et plus particulièrement dans les choix énergétiques.

Le renforcement de la relation avec les ONG vise à prévenir d'éventuelles situations à risques par le maintien d'une veille régulière et l'instauration d'espace de dialogues. Il permet aussi de challenger l'entreprise sur ses choix, d'améliorer son expertise et de renforcer la légitimité des projets du Groupe. L'implication des salariés du Groupe dans les ONG est encouragée.

Renforcement	Une nouvelle politique est en cours d'élaboration, intégrant le paysage actuel des ONG, ses dynamiques et formes récentes d'action. Dans cet objectif, un poste de responsable de la relation avec les ONG dans le domaine environnemental et des droits humains a été créé au sein de la Direction du Développement Durable.

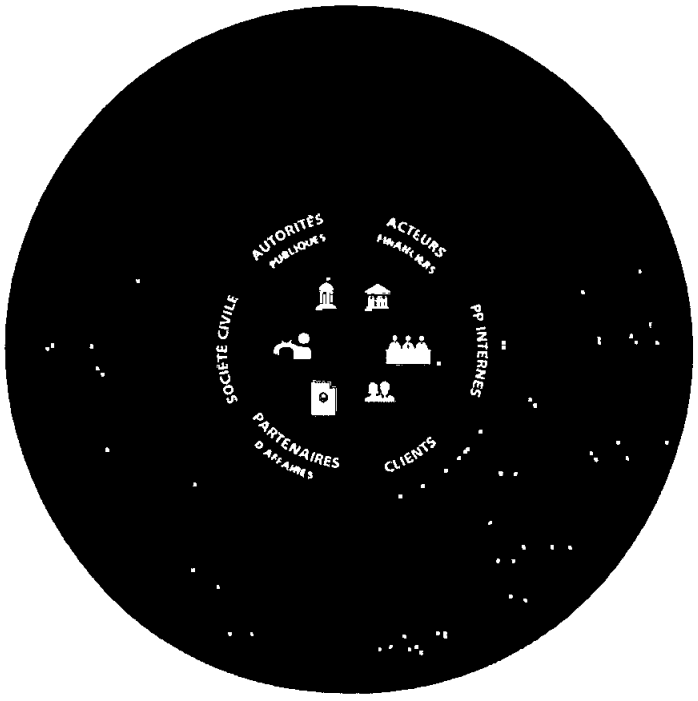
3.4.1.1.2 Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe

La culture de dialogue promue par le Groupe constitue le socle des pratiques de relations avec les parties prenantes.

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 140001, 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.



* Accompagné d'un guide de relation aux parties prenantes réalisé avec l'ORSE : orse.org/nos-travaux-nouveau-guide-un-comite-de-parties-prenantes-reponse-pour-un-dialogue-renouvele.

(1) Portant sur un parc de 46 éoliennes pour une puissance totale de 600 mégawatts.
(2) dunkerque-eo.en.debatpublic.fr actualites
(3) enseignements_edf_-_rp4_900.pdf
(4) Rappelons par exemple nos relations concrètes et anciennes via les panels, avec FNH Care France, France Nature Environnement, l'ADIE, ENDA Europe, ou la participation de Transparency International dans le processus de révision de la matrice de matérialité en 2017.

Un dialogue entretenu avec tous les types les parties prenantes

Parties prenantes externes	Chaque Direction de l'entreprise entretient des relations suivies avec les parties prenantes institutionnelles du ressort de son métier ou de sa zone géographique d'implantation. La question des relations aux parties prenantes externes se pose tout spécialement dans le cadre des projets du Groupe.
Parties prenantes internes	Les relations avec les représentants du personnel relèvent du dialogue social et sont traitées en section 3.5.3 « Dialogue social ».

Des principes de dialogue et de relation dans les projets

Principes	EDF déploie une approche sociétale, fondée sur une identification des parties prenantes (portant une attention particulière aux communautés autochtones) axée sur les principes « éviter, réduire, compenser » et cherche à optimiser la gestion des impacts positifs et négatifs de ses activités. S'agissant des projets, le processus s'appuie sur les principes de l'Équateur [1].
Diligences	Les impacts de chaque projet font l'objet d'une diligence raisonnable environnementale et sociale. Des études d'impact E&S [2], qui incluent le volet droits humains et les parties prenantes des projets sont identifiées. Le dialogue et la concertation sont initiés le plus en amont possible, 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.
Doctrine détaillée	Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes d'EDF est décliné au sein d'une collection de guides pratiques (« Dialoguer avec les parties prenantes ») [3].

Une organisation territoriale dédiée

S'agissant plus spécifiquement de l'organisation du dialogue et de la relation aux parties prenantes dans les territoires, EDF a mis en place une Direction des Territoires et de l'Action Régionale – DTAR. Au-delà de son rôle de dialogue transversal et de coordination interne, la DTAR dialogue avec les parties prenantes des territoires au plus près des projets et des activités opérationnelles du Groupe et plus généralement toutes instances et parties prenantes concernées par le plan de relance.

La mise à disposition d'une expertise de haut niveau

La R&D d'EDF dispose depuis quinze ans d'une expertise pointue en matière d'acceptabilité locale des ouvrages et y dédie une partie de sa recherche-action. En 2021, l'équipe d'experts est notamment intervenue sur l'EPR2 ou les conditions d'acceptabilité socioéconomiques des scénarios énergétiques.

Le développement des compétences des managers et chefs de projet

L'identification et la compréhension des situations et des attentes des parties prenantes, les nécessaires arbitrages et la mise en œuvre de plans d'action ajustés nécessitent de professionnaliser les *managers* et tous les acteurs concernés.

Une offre de formation complète	Depuis 2008, le Groupe propose une offre de formation qui vise à développer 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.

Des innovations en termes d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes

EDF met en place de manière systématique 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.

Ouverture à l'externe du laboratoire d'Intelligence Collective « Parlons énergies » [4]

« Parlons Énergies » se tourne vers l'externe depuis 2021	Pour la première fois en 2021, Parlons Énergies s'est tournée vers l'externe. 3 500 entretiens individuels de citoyens et 52 ateliers participatifs ont été organisés à l'échelon national et conduits par 700 salariés formés aux techniques d'entretien sous le contrôle d'un Comité de témoins composé d'universitaires, de responsables d'entreprises et de *Think-Tanks*. Les échanges touchaient aux perceptions et attentes vis-à-vis des modes de production, de la consommation, du réchauffement climatique et, plus généralement, d'EDF.
	Les enseignements ont été rendus publics fin 2021 [5] sous la forme d'un « carnet du citoyen ». Les citoyens attendent qu'EDF soit au service d'une stratégie française de production bas carbone. Ils souhaitent que l'entreprise innove, bâtisse des partenariats pour accélérer la transition énergétique, et renforce le lien de proximité avec ses clients.

(1) Identifier les parties prenantes ; initier la concertation le plus en amont possible ; informer de façon claire et transparente sur le projet, retracer les avis des parties prenantes et y répondre ; mettre en place un système de traitement des propositions et des réclamations ; veiller à la participation des peuples autochtones dans le processus de concertation, assurer un reporting public.

(2) E&S environnement et social.

(3) Sur la concertation avec les élus, le débat public, l'enquête publique, la transition énergétique en milieu rural, l'économie circulaire, la transition énergétique en milieu rural, l'évaluation de la concertation.

(4) « Parlons Énergies » est la dénomination de la Direction des Programmes d'Intelligence Collective. Cette Direction, créée en 2018, lance, anime et analyse de grands dialogues dans l'entreprise permettant d'enrichir les stratégies et de faire naître de nouvelles actions impliquant les salariés dans la transformation de l'entreprise. À la fin de 2021, plus de 25 000 salariés ont participé à des opérations de Parlons Énergies, dont l'élaboration de la raison d'être de l'entreprise rendue publique en 2020 à la suite de son adoption en Assemblée générale. Tous les dialogues réalisés ont été animés par près de 200 salariés volontaires formés à l'entretien. En 2021, Parlons Énergies a poursuivi son activité avec une vingtaine d'opérations internes dont un grand dialogue dans l'ensemble des centrales nucléaires sur l'optimisation de la maintenance des réacteurs nucléaires. Ce travail a contribué au plan Start 2025 qui fait évoluer les pratiques de maintenance pour raccourcir les délais. D'autres interventions ont été conduites en vue d'appuyer les plans stratégiques des Directions à l'action.

(5) parlonsenergies.fr/chez-vous/EDF_PECV_livre_T1.pdf

Innovations en termes d'écoute et de compréhension des attentes des parties prenantes (1)

ObsCop	EDF a piloté la 3e édition de l'ObsCOP, l'Observatoire Climat et Opinions publiques, enquête menée par IPSOS dans 30 pays sur la base d'un échantillon représentatif de 24 000 personnes. Il s'agit de produire un état des lieux international des opinions, connaissances, attentes et niveaux d'engagement du grand public face au changement climatique afin de nourrir la réflexion et participer à la recherche constructive de solutions pour l'avenir. L'intégralité des résultats est mise à disposition en *open data* (2).

3.4.1.1.3 Une dynamique d'amélioration continue

La culture de dialogue promue par le Groupe est en constante recherche d'amélioration continue et encourage l'innovation sociale au plus près du terrain et des projets.

Un partenariat original en matière paysagère avec l'ENSP

EDF est partenaire de la nouvelle École nationale supérieure des paysages de Versailles-Marseille (ENSP). Elle intervient régulièrement en appui-conseil des projets ou des ouvrages confrontés à des problématiques d'intégration paysagère. EDF et l'ENSP ont produit un guide des bonnes pratiques à l'usage des *managers* d'ouvrages et des chefs de projet.

Des pratiques d'information du public en constante amélioration

Centrale du Ricanto (Corse)	Une concertation a été menée du 19 avril au 24 mai 2021 dans le cadre du projet de construction de la centrale du Ricanto. La forte participation du tissu associatif a permis d'engager des débats sur des sujets tels que les rejets atmosphériques, ou les risques d'inondation et de submersion. EDF PEI a cependant identifié une faible participation des habitants d'Ajaccio et des riverains du secteur de Vazzio. Pour y remédier, il a mis en place de nouveaux dispositifs d'information, tels une newsletter trimestrielle, un site dédié avec un dispositif de questions-réponses.

Des dispositifs de plus en plus élaborés en matière de gestion des demandes et des réclamations

Le dialogue noué au plus près des situations de terrain est concrétisé par des plans d'action, qui incluent au plus tôt un processus de gestion des demandes et réclamations. Voir par exemple le projet mené à Nachtigal (se reporter en section 3.3.2.3.4 « Mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »).

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. Un guide interne sur l'évaluation des concertations (dans la collection « dialoguer avec les parties prenantes ») a été co-construit avec les entités d'EDF à destination des *managers* et chefs de projet. Un site intranet a été ouvert pour un meilleur partage d'expériences entre les équipes projet.

3.4.1.2.1 Le dialogue et la concertation améliorent l'identification et la gestion des impacts des projets

C'est le bénéfice le plus évident du dialogue conduit au plus près des parties prenantes.

Parc éolien Atlantic Shores (USA)	Dans le cadre de la concertation Atlantic Shores s'est engagé à prendre soin de l'environnement, notamment *via* un programme d'atténuation des effets sur les mammifères marins, comprenant une gestion de la vitesse des navires et une surveillance acoustique.Atlantic Shores évitera ainsi les activités de battage de pieux pendant la période de migration des baleines noires et perdant la nuit.

3.4.1.2.2 Le dialogue et la concertation stimulent les remises en question

Le dialogue et la concertation favorisent les remises en question et améliorent la conception des projets, ce qui se traduit par des modifications significatives dans les aménagements, les tracés ou les localisations d'ouvrage.

Reconfiguration du barrage de Poutes	Un Comité de pilotage, mis en place sous l'égide du préfet de la Haute-Loire, a regroupé l'ensemble des parties prenantes du projet (élus, associations de protection de l'environnement et services d'État), et validé chaque grande étape du projet Nouveau Poutès. Le projet partenarial co-construit a associé l'ensemble des acteurs dans tous les aspects du projet : technique, suivi scientifique, intégration territoriale et communication.
	Aujourd'hui, les premières frayères en amont du barrage temporaire confirment la pertinence de la solution co-construite avec le retour des saumons géniteurs. Cette gouvernance originale va se poursuivre tout au long de la vie de l'ouvrage. Le Nouveau Poutès sera mis en service en 2022.

(1) Il y a bien d'autres initiatives en matière d'écoute client et de détection des signaux faibles. On peut citer par exemple le Baromètre Développement Durable (BDD), le baromètre interne des perceptions de l'environnement (BIPE) ou encore « Ma Rivière et Moi », plateforme numérique d'échange d'information et de données multiservices développée par EDF Hydro.
(2) edf.fr/observatoire-opinion-rechauffement-climatique

3.4.1.2.3 Le dialogue et la concertation améliorent la gestion des phases de chantier

C'est particulièrement le cas des impacts en matière de trafic routier et de pollutions sonores durant la période de chantier.

Centrale hydroélectrique de La Coche	Le dialogue avec les élus locaux et la population riveraine autour de la construction de la centrale a permis d'identifier de possibles nuisances du chantier vis-à-vis des riverains. Des mesures ont été prises pour y remédier : suivi acoustique et vibratoire ou arrosage régulier des zones de terrassement et de voiries pour éviter l'émission de poussière. Les riverains peuvent suivre le déroulement du chantier *via* des informations diffusées directement en boîtes aux lettres ou en mairie, sur Internet et dans la presse locale, ou lors de réunions.

3.4.1.2.4 Les nouveaux outils de financement participatif renforcent la relation aux parties prenantes

Financement participatif	Depuis 2015, date de la première collecte, EDF Renouvelables a lancé 39 collectes d'investissement participatif permettant de lever plus de 7 millions d'euros destinés, *via* 3 572 citoyens, à financer des projets solaires et éoliens. Ce mode de financement s'intensifie et sur la seule année 2021, 16 collectes ont été lancées par EDF Renouvelables, en partenariat avec des opérateurs de *crowdfunding* (3 pour des projets éoliens, 2 terrestres, 1 en mer, et 13 pour des projets solaires) permettant de lever environ 3 millions d'euros, sur la base de 1 317 investisseurs. En Belgique, après le succès de *Luminus Wind Together*, sa première initiative de financement participatif de parcs éoliens, Luminus a lancé Lumiwind, une nouvelle coopérative qui permet au grand public et aux riverains de parcs éoliens d'investir dans la transition énergétique. 1 462 citoyens belges ont par exemple investi dans deux éoliennes à Fernelmont et Turnhout.

3.4.1.3 L'indicateur-clé de performance du Groupe

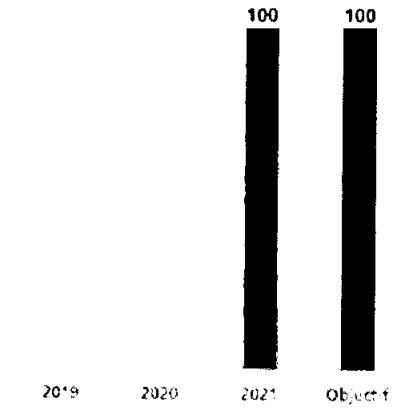
Pour les projets de plus de 50 millions d'euros examinés en CECEG ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement, les entités du Groupe concernées mettent en place le dialogue et la concertation appropriés, en cohérence avec les principes dits « de l'Équateur ».

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.

Concernant la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

En 2021, l'indicateur s'établit à 100% des projets entrant dans le champ des critères définis.

Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée (en %)



3.4.2 Développement territorial responsable

Le groupe EDF s'engage à contribuer au développement des territoires au sein desquels il opère, 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 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.

3.4.2.1.1 Étude globale

Un emploi direct génère 4,4 emplois indirects et induits	Par ses emplois locaux, EDF contribue au développement économique des territoires au sein desquels il opère. L'étude menée en 2021 montre que 323 000 emplois (dont 59 700 emplois directs) sont soutenus par EDF. L'effet de levier est stable par rapport à l'année passée : un emploi direct génère 4,4 emplois indirects et induits sur le territoire, soit environ 1,1 % des emplois français soutenus par EDF.

(1) Étude Goodwill sur la base des chiffres consolidés de 2020 ; la méthodologie a été révisée et le périmètre reconstitué.

3.4.2.1.2 Études sur l'empreinte emploi des Centres Nucléaires de Production d'Électricité

Étude régionale avec l'INSEE	EDF a engagé une démarche partenariale avec les Directions régionales de l'INSEE, afin de produire des études publiques caractérisant l'empreinte socio-économique des Centres Nucléaires de Production d'Électricité (CNPE) et plus largement de l'activité nucléaire sur leurs territoires. Pour la région Centre-Val de Loire, l'activité nucléaire d'EDF génère un total de 11 800 emplois : 6 200 emplois directs liés aux sites de production (95 % en CDI), 2 300 emplois indirects liés aux commandes adressées aux fournisseurs localisés de la région et 3 300 emplois induits par les dépenses de consommations des personnes occupant les emplois précédents et de leurs familles [1].

3.4.2.1.3 Focus sur les métiers de l'hydraulique

Innovation	EDF Hydro a mis au point un Simulateur des Retombées Économiques Territoriales (SIRET) qui permet, par une simulation Entrées-Sorties, l'estimation du contenu en emplois indirects et induits des achats réalisés. Ainsi, sur la base d'un flux d'achats de 403 millions d'euros réalisé en 2020 en direction du tissu économique français, l'évaluation fait état de 3 994 emplois indirects [2], dont 2 356 de rang 1, et 1 638 de rang 2 à n.

3.4.2.1.4 Focus sur les métiers de la clientèle

Maintien des bassins d'emplois	EDF est devenue en 2021 le premier énergéticien à obtenir la certification « Relation Client France » [3] mise en place par l'Association Française de la Relation Client (AFRC) et l'Association Pro France. Cela représente 6 200 conseillers clients, salariés et partenaires externes, au service des particuliers, professionnels, industriels et collectivités.

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 2021, 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 2020, 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 *reporting* et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du *cash* fiscal [5], 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.

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 ;

(1) Et participe, à l'échelle territoriale, à la croissance économique partagée promue par l'ODD n° 8.
(2) Les études INSEE ont un caractère public et sont consultables sur les sites INSEE des Directions régionales. Exemple : fr/statistiques/4804924
(3) Équivalent Temps Plein moyenne INSEE en emploi total (salarié et non salarié) basée sur un 35 h hebdomadaires.
(4) Voir aussi la section 3.1.4.1.4 « La qualité de service, un gage de confiance ».
(5) Cash fiscal : impôt décaissé.

- 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 (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 2021, le groupe EDF a supporté une charge de 3 330 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA, en diminution de 467 million d'euros par rapport à 2020.

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à - 1 400 millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 % [1] (contre une charge de - 945 millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 %). L'augmentation de la charge d'impôt de 456 millions d'euros entre 2021 et 2020 est analysée en section 5.5.5 « Impôts sur les résultats ». Le détail des impôts sur le résultat payés dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe est disponible dans le Pack ESG publié sur le site edf.fr [2].

Impôt sur le résultat	L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 2 276 millions d'euros contre 983 millions d'euros en 2020.
Impôts locaux	Le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1,2 milliard d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

3.4.2.3 Contribution au développement par les achats

EDF s'adresse chaque année à environ 11 000 fournisseurs. La Direction des Achats Groupe gère les achats d'EDF, hors achats de combustibles, et une partie des achats tertiaires, informatique et télécommunications pour certaines filiales. Ce périmètre représente 7,9 milliards d'euros de commandes en 2021 (près de 7,2 milliards d'euros de commandes en 2020), hors fournisseurs appartenant au groupe EDF, avec la répartition suivante : 4,5 milliards d'euros en achats d'ingénierie et de production, 2,1 milliards d'euros en achats tertiaires et de prestations et 1,3 milliard d'euros en achats d'informatique et télécom. En 2021, les cinq premiers fournisseurs d'EDF représentent 9,9 % du montant total de ses commandes (hors combustible) et les dix premiers fournisseurs représentent 16,5 % de ce montant. Il s'agit par ordre alphabétique de : Assystem Engineering and Operation Services, Cap Gemini Technology Services, Eiffage Énergie Systèmes – Clemessy, Endel SAS, GE Steam Power Service France, Onet Technologies TI, Orange, Orano DS Démantèlement et Services, Spie Nucléaire et Westinghouse Électrique France SAS.

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.

Le développement volontaire des synergies industrielles entre les entités d'EDF renforce la cohérence du Groupe dans ses relations avec les fournisseurs et prestataires. C'est, par exemple, le cas dans les achats éoliens pour lesquels Luminus et EDF Renouvelables coopèrent, mais aussi dans l'hydraulique, le nucléaire, le thermique, la HTB, ou encore les achats tertiaires et IT pour lesquels la presque totalité des filiales en Europe partagent des contrats-cadres d'EDF.

3.4.2.3.1 Part des achats à l'échelle territoriale

Création de valeur dans les territoires

La politique fournisseurs groupe EDF privilégie l'ancrage local et la création de valeur dans les territoires [3]. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe.

En 2021, dans le cadre des consultations, la Direction des Achats Groupe (DAG) continue à inciter ses fournisseurs de 1er 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, comme Destination ETI express ou Destination RSE et à différents événements organisés par BPI France et des Chambres de commerce et d'industrie (CCI). Elle siège également dans plusieurs commissions stratégiques et Comités de pilotage des programmes de Pacte PME. Elle 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 de déconstruction (Brennilis, Bugey…) ou pour mobiliser autour des appels d'offres du Grand Carénage. À titre d'exemples récents :

Centrale d'Hinkley Point C	Le projet Hinkley Point C (HPC) recense plus de 4 000 entreprises inscrites sur le portail fournisseurs de HPC. Les fournisseurs locaux disposent de contrats signés directement avec HPC ou avec ses fournisseurs de rang 1. Depuis le démarrage du projet, 4,1 milliards de livres sterling ont été directement dépensés auprès des fournisseurs régionaux.
Centrale de Romanche-Gavet	L'inauguration de la nouvelle centrale de Romanche Gavet fin 2020 a marqué une étape clé du projet de reconfiguration hydroélectrique de la vallée de la Romanche : en termes de contribution au développement économique local, et outre les 306 ETP au pic du chantier, ce sont 637 entreprises et sous-traitants qui ont travaillé sur le projet, et 108 millions d'euros de commande passées à des entreprises auvergnates.
Déconstruction et déchets	Dans le cadre de la démarche ancrage nitrée pour mieux connaître l'empreinte socio-économique et la valeur ajoutée des projets concernant les activités de déconstruction, de gestion des déchets et de construction d'installations d'entreposage d'EDF sur les territoires, plusieurs actions ont été déployées permettant la promotion de ces activités auprès des entreprises locales lors des forums entreprises et de collaboration avec les CCI sur l'identification des entreprises, l'organisation de rencontres entre les fournisseurs d'EDF et sous-traitants locaux éventuels (à Brennilis notamment), le lotissement des projets pour faciliter l'accès aux entreprises locales, ou encore la participation aux événements de la filière nucléaire (Nuclear Valley) dont la rencontre Néopolia à Nantes.

Achats solidaires

La politique fournisseurs, qui favorise de longue date la relation aux PME, incite à recourir au secteur adapté et protégé (STPA&A) 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 2021, les achats d'EDF au secteur solidaire sont de 15,6 millions d'euros. Dans le cadre de ses accords handicap, EDF tisse des relations fortes avec les ESAT et EA de la filière espaces verts [4].

	2019	2020	2021
Achats solidaires (STPA&A et SIAE)	11,3	13,8	15,6

(1) Voir la note 9.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 « Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôts) ».
(2) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg
(3) Voir la section 3.4.2.4.1 « Dynamisation du tissu économique, social et humain ».
(4) Voir section 3.3.3.4 « Ancrage handicap ».

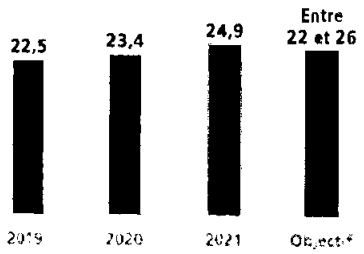
Indicateur clé de performance du Groupe

En termes d'achats aux PME situées en France, l'objectif est fixé à hauteur d'une fourchette comprise entre 22 % à 26 % des achats réalisés par EDF et le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis [1].

Pour la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

La valeur 2021 s'établit à 24,9 %, conforme à l'objectif poursuivi.

Taux annuel d'achats à des PME en France (en %)



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.

Renforcement de la qualité des relations avec les fournisseurs

Responsable Fournisseur Stratégique	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 ciblés. 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.
Charte Fournisseurs et Achats Responsables	Le 2 décembre 2021, le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, a signé la Charte « Relations Fournisseurs et Achats Responsables » en présence de la ministre déléguée auprès du ministre de l'Économie, des Finances et de la Relance, chargée de l'Industrie, dans le cadre de l'édition 2021 du World Nuclear Exhibition. Réactualisée en octobre 2021, cette Charte valorise la qualité de la relation entre clients et fournisseurs ainsi que les valeurs de solidarité, d'éthique et de confiance [2].
Label relations fournisseurs et achats Responsables (RFAR)	Le 30 novembre 2021, sous l'égide du ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, le Comité d'attribution renouvelait sa confiance à EDF, en lui attribuant pour la 3e fois consécutive, le Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RFAR) pour une durée de 3 ans. 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

Politique Fournisseurs

Politique Fournisseurs et Démarche Achats Responsables	La nouvelle politique fournisseurs, adoptée en octobre 2021, remplace la Politique Achats Groupe et 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.

(1) Enedis est une filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion.
(2) EDF est l'un des premiers signataires de la Charte Relations Fournisseurs Responsables. Le plan d'actions ayant pour objectif de réduire le délai de paiement des fournisseurs et déployé à la suite du contrôle de la DGCCRF en 2019 se poursuit en 2021.

Écoute dialogue et partenariats

Dans une perspective d'amélioration continue, EDF écoute, dialogue et entretient des relations de partenariat en matière d'achats responsables.

Partenariats	EDF adhère et contribue aux travaux du Conseil national des achats, de l'observatoire des achats responsables (OBSAR), de l'association Pacte PME, ainsi qu'au Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN). Au sein du GIFEN, EDF contribue à l'excellence de la filière nucléaire avec par exemple la création récente d'une Université des Métiers du Nucléaire. Une convention de partenariat relie depuis près de quinze ans EDF et le réseau GESAT, réseau national des prestataires du Secteur du Travail Protégé et Adapté qui facilite le contact entre les entreprises de ce secteur et les donneurs d'ordre. EDF participe également au Comité stratégique de la filière des nouveaux systèmes énergétiques qui fédère les acteurs intervenant dans les domaines suivants : les énergies renouvelables, le stockage, l'efficacité énergétique, la décarbonation et les réseaux.
Écoute	En 2021, une enquête a été réalisée auprès des membres du GIFEN afin de mesurer les effets de la mise en œuvre du Nouveau Modèle Contractuel et de l'Ingénierie Contractuelle. EDF a participé à l'enquête de l'Observatoire 2021 de l'association Pacte PME qui évalue la qualité de la relation entre les grands donneurs d'ordre et les PME.
Du dialogue au plus près des sites	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, ou le Salon à l'Envers à Cattenom, et la « Rencontre Performance® Les marchés publics, un bon plan pour booster son entreprise », organisée par la CCI Loiret.

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.

La Direction des Achats Groupe d'EDF prend en compte la RSE dans ses relations avec ses fournisseurs selon les principes suivants :

Principes	La Direction des Achats Groupe d'EDF prend en compte la RSE dans ses relations avec ses fournisseurs selon les principes suivants : Engagements du fournisseur à travers : • l'intégration systématique d'une Charte Développement Durable entre EDF et ses fournisseurs comme pièce constitutive des marchés ; • l'intégration d'une clause développement durable dans les Conditions Générales d'Achat ; • 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, 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 ; • 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 ; • développement de Partenariats Productivité ; • surveillance du respect de ces principes par les fournisseurs (voir section 3.4.2.3.3).
Modalités	La Direction des Achats Groupe poursuit ses actions auprès de ses fournisseurs, dont les PME / ETI/TPE/*start-ups*, avec la mise en œuvre opérationnelle d'un processus adapté pour les achats d'innovation, et pour faciliter l'accès des PME à ses marchés. Ceci passe par : • un guichet unique, sous forme d'un espace dédié sur le site institutionnel www.edf.fr indiquant notamment les conditions générales d'achats simplifiées et les conditions générales d'achats propres aux « petites commandes » ; • un questionnaire d'aptitude simplifié destiné aux nouveaux fournisseurs, pour les consultations de montants inférieurs aux seuils de la directive européenne 2014/25/UE ; • un processus d'achats et des contrats types adaptés pour les *start-ups* et les PME innovantes.

Autres modalités pratiquées au sein du Groupe

Quand elles ne déclinent pas directement ces outils, les grandes Directions ou grandes filiales ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques. Ainsi, la Division de la Production Nucléaire (DPN) demande à ses fournisseurs de s'engager à respecter la « Charte de progrès pour un nucléaire exemplaire et performant » et le cahier des charges social du Comité stratégique de la filière nucléaire. Mais aussi :

EDF Renouvelables	Les achats responsables chez EDF Renouvelables reposent sur deux piliers. Le premier est le processus de qualification des fournisseurs, effectué en deux temps. D'abord, 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). Suite à cette première étape de la qualification, ils seront alors audités pour vérifier que les pratiques adoptées correspondent aux standards d'EDF R. Les clauses contractuelles constituent le deuxième pilier des Achats Responsables. En signant le contrat, les prestataires s'engagent à respecter les exigences environnementales et sociétales d'EDF Renouvelables et à les appliquer à ses propres fournisseurs et sous-traitants. Le non-respect de ces exigences peut mener à la résiliation du contrat.
Edison	En 2021, Edison a mis en place un nouveau processus de qualification de ses fournisseurs fondé sur l'utilisation d'une *check-list* de critères ESG à remplir pendant le processus de qualification des fournisseurs comprenant notamment la demande de certifications ISO 26000 Responsabilité sociétale, AA1000 *Accountability*, ISO 30415 Diversité et inclusion et ISO 20400 Achats responsables. De plus, dans cette liste, sont intégrées des questions liées aux objectifs des fournisseurs en termes de durabilité et de calcul de l'empreinte carbone notamment.
Luminus	Luminus prend systématiquement en compte les critères RSE lors de ses appels d'offres. Depuis 2020, un questionnaire RSE est intégré à chaque appel d'offres *via* une plateforme d'achat. Les fournisseurs qui ne répondent pas au questionnaire ne peuvent pas participer aux appels d'offres. Les critères RSE concernent notamment les émissions de carbone, les emballages, le recyclage, la gestion des déchets ou les transports.
EDF au Royaume-Uni	EDF au Royaume-Uni procède également à une évaluation des risques liés à l'esclavage moderne et s'assure que des moyens de mitigation soient mis en place (voir section 3.3.2.3.4 « La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »).
Edvance	Depuis 2020, Edvance exige que chacun de ses fournisseurs évalue ses performances RSE sur la plateforme mondiale Ecovadis. Edvance se réserve le droit de ne pas référencer un fournisseur qui obtiendrait une notation insuffisante sur cette plateforme. 88 % de ses fournisseurs sont « médaillés » dans le référentiel RSE de la plateforme. En outre, Edvance fait signer dans ses contrats une clause d'adhesion à la Charte des Nations Unies ainsi une clause relative à l'éthique et conformité.

Formation des acteurs de la filière achats

De leur côté, les acheteurs sont également sensibilisés à l'importance de la démarche d'achats responsables au travers, notamment, de leur cursus de formation (module dédié à ce sujet).

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, cela dès l'émission du bon à payer par EDF [1].

	2019	2020	2021
Nombre de fournisseurs bénéficiaires	550	692	718
Montants concernés *(en millions d'euros)*	1 074	1 183	2 857

En 2021, EDF a débuté une expérimentation pour évaluer l'intérêt d'intégrer une dimension RSE à ce dispositif proposé aux fournisseurs d'EDF.

Partage des gains

La Direction des Achats Groupe poursuit son action volontariste de « Partenariats Productivité ». Le but est d'améliorer la performance d'exécution du contrat par la coopération entre EDF et son fournisseur. Cette performance génère des gains qui peuvent être financiers, organisationnels ou techniques. Ces gains sont partagés. À titre d'exemple, une technique de réduction de la quantité de déchets dangereux développée *a posteriori* par le Titulaire d'un marché de prestation permet de diminuer le coût de transport et de retraitement de ces déchets par EDF. Depuis l'année passée, la Direction des Achats Groupe a décidé de focaliser le suivi « Partenariat Productivité » sur les gains précisément mesurables.

Partenariats productivité	2019	2020	2021
Gains de productivité au périmètre EDF *(en millions euros)*	-	44,1	55,2

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.
- Comme toutes les parties prenantes, 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].

(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

3.4.2.3.3 Surveillance des fournisseurs [1]

Identification des risques RSE

Le respect des engagements RSE des fournisseurs est principalement assuré par la priorisation des évaluations, définie sur la base d'une cartographie des risques qui couvre la totalité des catégories d'achats d'EDF, au périmètre des achats couverts par la Direction des Achats Groupe.

Renforcement de la cartographie des risques fournisseurs	Sur cette base, la DAG a renforcé la performance de son analyse des risques, mise en place notamment conformément à la loi sur le Devoir de vigilance. La nouvelle méthodologie prend en compte tous les volets de la RSE (environnement, relations et conditions de travail, 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 la totalité des catégories d'achat couvrant environ 11 000 fournisseurs.

Niveau de risques RSE

Par catégorie d'achat, les risques bruts et les risques résiduels [2] sont évalués sur une échelle de 1 à 4 : risque limité, significatif, majeur ou critique. L'évaluation des risques est fondée sur les activités des fournisseurs, leur localisation géographique constitue en outre un élément majorant dans l'appréciation du risque.

Les parades mises en place en amont de la contractualisation, les clauses contractuelles, ainsi que la surveillance des contrats permettent de sécuriser le risque résiduel critique sur les catégories évaluées.

Des risques résiduels majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la sécurité, à l'éthique, aux déchets, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 15 % des catégories d'achats analysées sont classées à risque « résiduel majeur », 50 % à risque « résiduel significatif » et 35 % à risque « résiduel limité ».

Parmi les catégories d'achats analysées et classées à risques résiduels majeurs, les catégories les plus importantes en montant sont les suivantes :

- prestations et matériels IT et électroniques concernant le risque droits humains en lien avec la *supply chain*,
- prestations de travaux et maintenance en environnement industriel concernant le risque sécurité accru,
- prestations de déconstruction/dépollution concernant le risque environnement (production de déchets).

Mais certaines catégories moins volumineuses y figurent également comme la billetterie aérienne. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France et 98,5 % en Europe.

En 2021, les risques droits humains en lien avec la *supply chain* ont été précisés sur les domaines d'achat du textile, des matériels informatiques, du contrôle-commande et des panneaux solaires concernant les risques de travail forcé.

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) et de fiches d'évaluation fournisseur (FEF).

	2021
Nombre d'évaluations internes des prestations	~1 000
Nombre de fournisseurs évalués	~1 500

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. Les questionnaires portent sur l'ensemble des champs de la RSE ; certains sont conçus sur mesure afin de prendre en compte les problématiques catégorielles. En 2021, ce sont principalement les fournisseurs des catégories à risques (mobilité, les prestataires intervenant sur les sites nucléaires) qui ont été questionnés. Il est à noter que des fournisseurs ont également été interrogés à la demande de Responsables Catégories Achats (hébergement). Sur le dernier trimestre 2021, la DAG a développé avec l'AFNOR un questionnaire spécifique droits humains. Ce questionnaire a été adressé aux fournisseurs ayant un contrat en cours relevant de catégories d'achats visées dans des rapports internationaux sur le non-respect de droits humains ou citées expressément par ces derniers, dans les domaines du textile, de l'électronique, du contrôle-commande et IT. Concernant les achats de panneaux solaires, EDF Renouvelables a déployé en 2021 un questionnaire dédié aux Droits humains destinés à ses fournisseurs.

A fin 2021, 3 000 fournisseurs ont été questionnés par la plateforme ACESIA, dont un millier a été contrôlé. En 2021, les évaluations se sont avérées « satisfaisantes » dans 63 % des questionnaires contrôlés. 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.

Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale et environnementale.

	2021
Nombre d'évaluations documentaires contrôlées ou en cours de contrôle	139

(1) 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. Un fournisseur de turbines chinois, qualifié pour la première fois, l'a été sur le seul périmètre de ses usines certifiées ISO 14001.

(2) Les risques résiduels sont ceux persistant après mise en place de parades.

Audits 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). Huit audits qualité ont également été réalisés. Les audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants. Les audits RSE sont déclenchés sur la base du retour d'expérience sur les conditions d'exécution des contrats, capitalisé par les Responsables Catégories d'Achats notamment de la cartographie des risques fournisseurs.

	2021
Nombre d'audits sur place diligenté par le Direction des Achats Groupe	52
Part des audits réalisés hors de France *(en %)*	67 %

60 % des audits finalisés ont eu un résultat « satisfaisant », 34 % un résultat « acceptable avec commentaire » et 6 % un résultat « insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs.

Campagne « vêtements de travail »

En 2021, une large part d'audits RSE a été réalisée dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la catégorie « vêtements de travail ». Les notations globales « Insuffisant » ou « Non Satisfaisant » des sites de production audités ont conduit à l'exclusion de la *supply chain* du fournisseur postulant. Les résultats de cette campagne spécifique, réalisée sur des sites principalement en dehors de la France, sont assez hétérogènes. Des bonnes pratiques ont été relevées sur plusieurs sites (certifications et labels volontaires, politique de l'emploi/rémunération volontariste, bonne gestion des produits chimiques). Cependant, les écarts liés à la rémunération, au temps de travail, et à la sécurité (absence de vérification périodique, de protections collectives, inadaptation des EPI) y compris en Europe. Parmi les audits RSE 2021, la totalité des résultats « Insuffisants » portent sur la catégorie textile.

Audits réalisés sur les autres catégories d'achats

Les résultats globaux font état, dans la continuité des années passées, d'une bonne gestion des risques opérationnels en matière de sécurité et environnement, s'appuyant notamment sur des certifications structurantes et une culture sécurité forte. Des bonnes pratiques et opportunités sont à relever : challenge innovation en interne, recherche d'amélioration sur les champs de l'éco-conception ou de la réduction de gaz à effet de serre. Les points de progrès portent toujours sur la prise en compte de critères RSE dans la *supply chain* des titulaires eux-mêmes. La mise en œuvre des politiques et engagements RSE peinent à être déclinées sur les sites (formation, déploiement achats responsables…). Les exigences d'EDF sur ces sujets sont encore à promouvoir dans les entreprises auditées.

Des audits sont également menés par d'autres sociétés, par exemple chez Dalkia (2 916 audits en 2021) ou Luminus où un écart significatif a été constaté chez un sous-traitant d'un de ses principaux fournisseurs. Après plusieurs alertes, l'entité a suspendu son contrat jusqu'à ce que les pratiques de l'entreprise concernée soient mises en conformité.

3

3.4.2.3.4 Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles

Chaîne d'approvisionnement charbon

Bettercoal	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, favorisant ainsi le développement de l'influence de l'initiative en Asie. En 2021, 92 % des approvisionnements en charbon fournis par JERAT au groupe EDF provenaient d'exploitants ayant adopté l'initiative Bettercoal et 8 % d'exploitants nord-américains.

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 et Russie). Les contrats ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et l'istant 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) et l'environnement, compris dans son acception la plus large (eau, diversité, déchets, réhabilitation des sites après extraction).
Audits	EDF réalise chaque année ses audits de mines *via* des moyens internes (2 audits par an). 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 CO_2) 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.
Programme 2021	Après une suspension en 2020 due à la crise sanitaire internationale, le programme d'audit a repris en août 2021 en distanciel, et en octobre 2021 avec la mise en œuvre d'un audit sur site.

(1) Guidelines for Evaluating Supplier Performance at Uranium Mining and other Processing Sites in the Nuclear Fuel Supply Chain.

3.4.2.3.5 Sous-traitance responsable

Politique et accords

La politique de sous-traitance d'EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

Donner de la visibilité	Donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée.
Faire progresser les pratiques de sous-traitance	Faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques, de compétences et social.
Développer des pratiques de sous-traitance responsable	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.

Engagements

Vigilance	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.
Cartographie des risques	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.
Analyse stratégique	Les choix de sous-traitance ou de ré-internalisation des activités de ces domaines sont issus d'une analyse stratégique par segment de politique industrielle. Cette analyse prend en compte des critères tels que les enjeux de maîtrise de compétences stratégiques pour l'entreprise (cœur de métier…) et les variations de charge et la souplesse nécessaire pour y faire face.
Suivi	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.

Faits marquants 2021

Dans le domaine industriel

Charte de progrès	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 2021 avec notamment des actions d'accompagnement des sous-traitants du chantier de Flamanville 3 en vue de la réduction de la charge d'activité.
Visibilité sur la charge à 9 ans	Dans le domaine nucléaire, EDF a fourni aux industriels lors de la « Journée Perspectives France » du Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN) une visibilité sur la charge à 9 ans.
Baromètre Relation Fournisseurs	EDF a lancé en septembre son premier baromètre de la Relation Fournisseurs (144 fournisseurs interrogés) afin de recueillir leur point de vue et retour d'expérience. Les résultats confortent les actions engagées en matière d'évolution contractuelle et de fonctionnement en entreprises étendue. Parmi les points de satisfaction, les fournisseurs apprécient fortement les conditions de travail sur les sites EDF, que ce soit en matière de sécurité (97 % considèrent que leurs salariés travaillent dans des conditions de sécurité optimales), de traitement (91 % estiment qu'ils sont bien traités) et de santé (89 % indiquent qu'ils bénéficient d'un suivi santé adapté).

Dans le domaine des systèmes d'information

Open source	L'entreprise a poursuivi en 2021 la mise en œuvre de sa stratégie industrielle dans le domaine IT vis-à-vis de la sous-traitance par : • une action volontariste en faveur des logiciels *open source* (libres et gratuits), en termes de montée en compétences des ETI, PME et *start-ups* ; • une vigilance sur les conditions de formation et de turnover des prestataires.

Dans le domaine commercial

Centres externes	Dans un contexte concurrentiel accru, 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 sont également localisés en métropole (voir la section 3.4.2.1.4 « Focus sur les métiers de la clientèle »).
Prestataires externes	Les prestataires externes sont choisis sont labellisés pour les activités de relation clients et développement commercial (label « Engagé RSE Afnor »).

3.4.2.4 Autres formes de contribution au développement local

Le Groupe contribue également 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 :

Accompagnement socio-économique du territoire d'accueil de Cigéo

Meuse et Haute-Marne	Dans le cadre de l'accompagnement socio-économique du territoire d'accueil de Cigéo, en Meuse et Haute-Marne, les actions de transition énergétique et de maîtrise de la demande en énergie se sont poursuivies avec la 1 000e opération de Rénovation Basse Consommation (RBC) en 10 ans ; 500 artisans formés en rénovation thermique à Ecurey en 4 ans ; le lancement réussi de l'opération PREP (Parcours Rénovation Énergétique Performante) en lien avec IZI by EDF, les mairies de Saint Dizier et Bar le Duc, avec pour objectif la massification de la rénovation des maisons individuelles.

Accompagnement socio-économique des territoires de Hinkley Point (Royaume-Uni)

Hinkley Point C	Le projet Hinkley Point C permettra d'investir 3,5 milliards de livres sterling dans le sud-ouest du Royaume-Uni et 2 milliards de livres sterling dans le nord, fournissant 8 000 emplois dans les 1 300 entreprises régionales incluses dans la chaîne d'approvisionnement. 40 millions de livres sterling ont été investis pour permettre le développement de compétences, avec par exemple l'ouverture d'un centre de soudure industrielle d'excellence pour soutenir la formation locale des salariés ainsi qu'une équipe de conseillers pour faciliter la recherche d'emploi. Le programme *Inspire Education and Young* du projet Hinkley Point C soutient les jeunes dans le développement de leur carrière professionnelle.

Accompagnement socio-économique au Laos

Le groupe EDF accompagne le développement du Laos depuis une vingtaine d'années dans le cadre d'un programme d'accompagnement social et environnemental ambitieux. Il est mis en œuvre conjointement par le gouvernement du Laos et Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société fondée par EDF, EGCO et Lao Holding State Enterprise, en charge de concevoir, construire et exploiter l'ouvrage hydroélectrique de Nam Theun 2.

Accompagnement au-delà des standards de la Banque Mondiale	Élaboré en consultation avec les populations locales et mis en œuvre par le gouvernement du Laos avec le concours de NTPC, l'ensemble du programme social et environnemental respecte, voire dépasse, les standards de la Banque Mondiale et de la Banque Asiatique de Développement.
Des résultats significatifs	Des maisons pour l'ensemble des foyers concernés ont été construites, ainsi que 2 dispensaires et 32 écoles. La mise en place d'un programme de soutien aux activités économiques a permis le développement de l'économie du plateau de Nakai (97 % des ménages déplacés ont atteint le niveau de revenu fixé par le programme. Le niveau médian de consommation dans la zone est trois fois plus élevé que le seuil de pauvreté fixé par le gouvernement). L'ensemble de la population a désormais accès aux soins et à l'éducation. Les Comités de village incluent 37 % de femmes.
Nouveaux objectifs pour 2025	De nouveaux objectifs ont été fixés pour 2035 : maintien de moyens de subsistance durables autour du réservoir ; préservation de la biodiversité au statut de patrimoine mondial ; maximisation du potentiel de production renouvelable, dont un complément de production sur la base de panneaux photovoltaïques flottants, ou optimisation de l'utilisation de l'eau à l'aval.

Accompagnement socio-économique au Cameroun

Au Cameroun, à l'échelle des 7 arrondissements de la zone d'influence du Projet, la Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) met en œuvre un Plan d'actions de développement économique local de soutien aux micro-infrastructures, d'appui au développement local, et de financement de projets d'activités génératrices de revenus à l'échelle locale.

3.4.2.4.2 Accès à l'énergie dans les pays en développement

L'accès à l'électricité est un vecteur de progrès et de développement, y compris en matière de santé, d'éducation, de sécurité. Le taux d'électrification mondial a augmenté régulièrement depuis 2010 mais plus de 800 millions de personnes vivent encore sans accès à l'électricité, dont environ la moitié en Afrique subsaharienne.

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 par exemple 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.

Nouveaux modèles d'affaires

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 1.4.5.3.9 « *Off-grid* – Énergie hors réseaux »).

Mécénat et accès à l'énergie

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.

Fondation groupe EDF	En 2021, la Fondation groupe EDF a soutenu 41 projets d'associations (pour un montant de 1,93 million d'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.
Électriciens Sans Frontières (ESF)	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 ; 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.

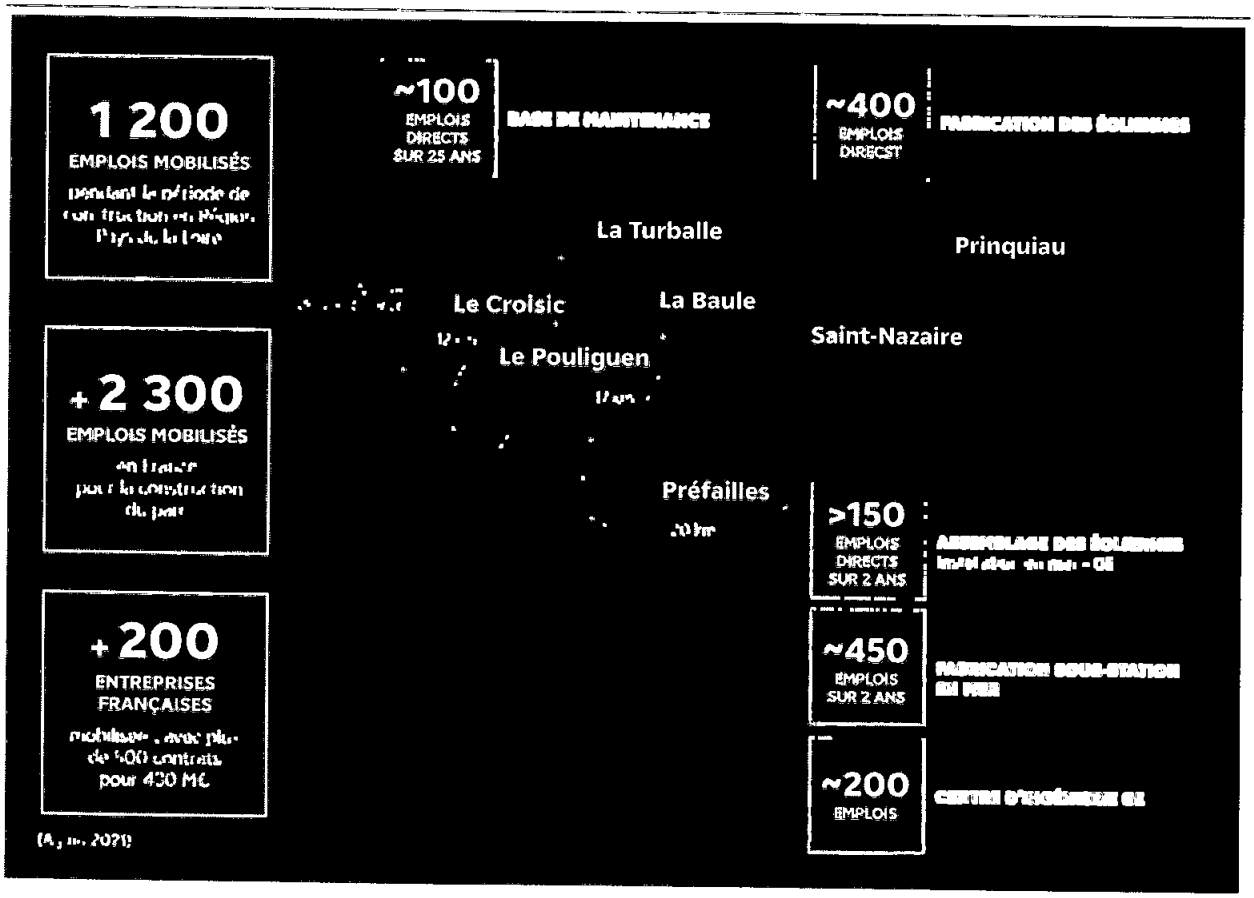
Partenariats en faveur de la création d'une filière industrielle dédiée

Signé en septembre 2021, un partenariat avec Siemens Gamesa permettra de fournir les éoliennes de deux projets France (Fécamp et Courseulles), tandis que GE assure la livraison des éoliennes pour le premier projet en cours de construction, au large de Saint-Nazaire.

L'exemple du parc éolien de Saint-Nazaire

Une fois mis en service, le parc d'éoliennes de Saint-Nazaire produira 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.

Le Parc 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 en local) et son exploitation créera une vingtaine d'emplois pérennes.

Projet européen	Les scénarios de démantèlement et les outils qui seront testés dans le DIG seront développés dans le cadre du projet européen Inno4Graph (2020-2023) qui rassemble 13 acteurs du démantèlement dont le CEA, ENRESA (Espagne), SOGIN (Italie), LEI (Lituanie) ainsi que Graphitech et Cyclife digital solutions, deux filiales d'EDF.
Label AIEA	Le DIG est la première installation d'EDF à recevoir le label *Collaborating Centre* de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique).

3.4.3.2 Contribution du Groupe à la redynamisation de filières existantes

3.4.3.2.1 Le Plan excell

Le nucléaire représente la troisième filière industrielle française et EDF joue un rôle prépondérant pour soutenir son développement.

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. EDF et toute la filière nucléaire entrent désormais dans la troisième phase du Plan excell : consolider les résultats acquis et pérenniser les actions engagées pour rejoindre les meilleurs standards industriels. Cet objectif de capitalisation se traduit par 30 engagements à tenir d'ici mi-2022, dont les deux tiers s'inscrivent dans le prolongement direct de ceux pris en 2021 [1].

De nombreuses actions ont été engagées et accélérées en 2021 pour répondre aux enjeux d'attractivité de la filière, de capitalisation des compétences de ceux qui quittent la filière, d'accélération de l'expérience et des compétences de ceux qui la rejoignent.

Engagement de Développement de l'Emploi et des Compétences (EDEC)	À l'échelle de la filière, un EDEC a été mis en place pour conduire une démarche prospective et se donner des leviers d'action pour appréhender de manière plus fine les enjeux en termes d'emploi, de formation et d'attractivité de la filière. Pour le groupe EDF, il s'agit de réaliser une GPEC territoriale pour connaître et mieux faire connaître nos besoins et nos métiers en tension aux acteurs de la formation et de l'emploi dans chaque région.
Université des Métiers du Nucléaire (UMN)	Le 27 avril 2021, l'Université des Métiers du Nucléaire (UMN) a été créée par 12 membres fondateurs : le Comité stratégique de la filière nucléaire, 5 clients majeurs (EDF ; CEA ; Orano ; Framatome ; ANDRA) et 6 organisations (France Industrie ; GIFEN ; Nuclear Valley ; GIMM ; UFE ; Pôle emploi). L'UMN a pour vocation de dynamiser les projets de formation, notamment en région. Elle a également contribué à la sélection des projets retenus par BPI dans le cadre de France Relance, qu'elle continuera d'accompagner.
Salariés expérimentés	La part des salariés expérimentés dans les recrutements d'EDF pour ses activités « nouveau nucléaire » a été augmentée pour qu'ils représentent au moins 40 % de ces recrutements. Cet objectif a été dépassé en 2021, avec 52 % de profils expérimentés. EDF s'est associé à la filière aéronautique pour mettre en place un « challenge EDF Aéronautique » afin de recruter des salariés expérimentés touchés par les suppressions d'emploi dans ce secteur.
Parcours nouvel embauché	EDF a mis en place de parcours terrain de 4 mois pour tout nouvel embauché du nouveau nucléaire sans expérience préalable afin d'accélérer l'expérience et la montée en compétences de ceux qui arrivent. Environ 150 personnes par an sont concernées par ce dispositif sur 500 nouveaux arrivants à la Direction Ingénierie Projet Nouveau Nucléaire (DIPNN).
Parcours croisés	Des parcours croisés entre production, ingénierie, construction, fabrication, fonctions projet et transverses ont été développés et objectivés pour permettre aux salariés de consolider leurs compétences et d'en faire bénéficier en retour leur entité d'origine. Sur un objectif de 520, (+ 20 % comparativement à 2019), 839 parcours ont été réalisés en 2021.
Knowledge Management	2021 est également l'année du déploiement d'une démarche de *Knowledge Management* au sein de toute l'ingénierie d'EDF et de Framatome, constituée d'un référentiel de bonnes pratiques pour faire circuler les connaissances et dotée d'outils performants pour supporter ces pratiques. Il s'agit notamment d'une encyclopédie numérique, une base de données de partage des connaissances (wiki), accessible à EDF, EDF Energy et Framatome et d'un moteur de recherche en cours de développement.
Création de l'HEFAIS	Compte tenu des enjeux spécifiques en matière de compétences et de qualité, un plan soudage a été créé, permettant d'accompagner la formation et la qualification des soudeurs qui interviennent sur les chantiers de la filière nucléaire. Dans ce cadre, sous l'impulsion d'EDF, Naval Group, Orano et les CMN avec le soutien des pouvoirs publics, la haute école de formation en soudage (HEFAIS) a vu le jour en février 2021. Cette école proposera des parcours de formation innovants et concrets, en atelier industriel, pour atteindre l'excellence en matière de soudage que ce soit pour des débutants, personnes en recherche d'emploi, ou des salariés confirmés, hommes et femmes, de Normandie ou d'ailleurs, afin qu'ils deviennent les meilleurs soudeurs en France des filières nucléaire et navale. HEFAIS accueillera dans le Cotentin ses premières formations d'excellence en septembre 2022.

(1) edf.fr/plan-excell

3.4.3.2.2 L'engagement du Groupe dans le cadre du programme France relance

Le programme France Relance

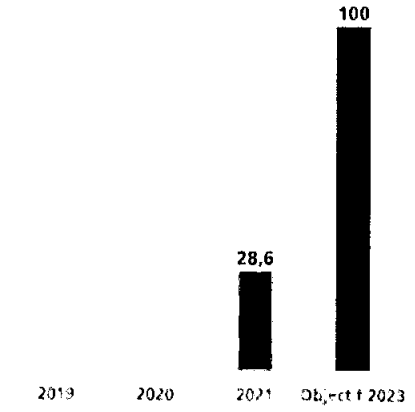
Les actions prévues dans le Plan Excell sont amplifiées et accélérées par le plan de relance. Le 27 novembre 2020, le Gouvernement français a annoncé un plan de soutien sectoriel dans le cadre du programme France Relance, avec un volet nucléaire doté à hauteur de 470 millions d'euros.

L'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 ou le financement de projets de réindustrialisation ou de relocalisation.

Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

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 dans le cas de fermetures de centrales

Dialogue social	EDF maintient le dialogue social durant les différentes phases de mise à l'arrêt. En France, les dossiers de fermeture font l'objet de consultations auprès des instances représentatives du personnel [1]. Trois accords « spécifiques métiers » encadrent les fermetures du Parc de production et prévoient les dispositifs de reconnaissance et d'accompagnement financiers particuliers.
Mesures de reclassement	EDF s'est engagé à mettre en œuvre l'ensemble des leviers nécessaires pour conduire des fermetures exemplaires et permettre aux salariés de se projeter dans un nouvel avenir professionnel en tenant compte de leurs propres aspirations. Les fermetures de centrales sont accompagnées de mesures de reclassement des salariés au sein du Groupe et 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.
Fessenheim et Le Havre	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 2021, 85 % des salariés de la Centrale Fessenheim et 80 % 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.

Une innovation avec le recours aux Social Bonds (obligations sociales)

1 Social bond pour un montant de 1,25 milliard d'euros	EDF a émis sa première « obligation sociale » d'un montant de 1,25 milliard d'euros en mai 2021. L'objectif social des projets éligibles est d'accompagner les PME qui contribuent à former le tissu industriel d'EDF et qui offrent des opportunités d'emploi dans les territoires dans lesquels EDF est présent. 100 % des fonds levés soutiendront des dépenses d'investissement dans des zones d'emploi devant faire face à des enjeux de chômage important. Pour un développement complet, se reporter à la section 6.8 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales (*Social Bonds*) émises par EDF ».

(1) Cf. section 3.5.3 « Dialogue social ».

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.

CleanTechBooster à Aramon	La centrale thermique d'Aramon, dans le Gard, fermée en 2016, a laissé place d'une part à une centrale photovoltaïque de 5 MWc et d'autre part à un programme d'accélération du développement de *start-up* dans le domaine de la transition énergétique locale, le *Clean Tech Booster*, soutenu par un contrat de transition écologique signé avec l'État. Il s'agit d'accompagner les startups locales et de favoriser les coopérations avec de grands groupes industriels en menant des projets d'*open innovation* pour créer de nouvelles solutions. Le bilan réalisé en juillet en amont de la 3e saison d'accompagnement a mis en lumière la fonction d'accélérateur de développement du *Clean Tech Booster*, et la concrétisation effective de quatre projets, par exemple le domaine des systèmes de gestion d'autoconsommation, créateurs de plusieurs dizaines d'emplois locaux. La déconstruction de la centrale thermique, qui s'étale sur dix années, a fait l'objet d'une réflexion en amont afin de permettre aux petites entreprises locales d'intégrer les appels d'offres et de viser un taux de valorisation et de recyclage des matériaux de la centrale de plus de 95 %.

3.4.3.3.2 Directions ou filiales en décroissance

Mobilité renforcée et accueil des salariés

Priorité aux salariés en situation de redéploiement	Toute recherche de candidat(e) doit préalablement faire l'objet d'une recherche à l'interne en donnant la priorité aux salariés en situation de redéploiement, ce qui implique une solidarité entre les différentes entités du Groupe et le développement de passerelles professionnelles.
Cursus de reconversion en alternance pour les salariés en redéploiement	Le groupe EDF a mis en place des cursus de reconversion en alternance s'adressant aux salariés en reconversion sur des postes répondant aux enjeux de gestion prospective du Groupe. En 2021, 60 salariés, dont 30 en situation de redéploiement, ont bénéficié d'un cursus formation reconversion, notamment dans les métiers de *data analyst* ou de maintenance. Fort des enseignements tirés des précédentes promotions, le groupe EDF poursuit l'enrichissement de son offre [1].
« EDF Impulsion »	Le groupe EDF a mis en place « EDF Impulsion », une équipe de cadres de haut niveau en recherche d'emploi interne, qui met ses compétences au service des métiers du Groupe en réalisant des missions opérationnelles. Les 31 cadres-consultants recrutés entre 2020 et 2021 ont déjà réalisé plus de 70 missions. En parallèle, EDF Impulsion accompagne, 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.
« My Job »	L'accompagnement des Directions en décroissance s'est appuyé sur le déploiement d'un projet *ad hoc* baptisé *My Job*, reposant sur la mise en visibilité de viviers de salariés qualifiés et sur une solidarité inter-Directions pour EDF.

Mobilité et redéploiements en 2021

	2021
Salariés ayant trouvé en 2021 un emploi en adéquation avec les besoins du Groupe	703
Salariés redéployés depuis 2018 (EDF)	2 993

3.4.3.3.3 Intensifier la dynamique mobilité

Au-delà des actions ciblées, et en vue de lever les freins et d'intensifier la dynamique de mobilité, le groupe EDF a initié en 2021 le plan *Booster la Mobilité*, complémentaire des dispositifs de mobilité existants.

Un nouveau plan « Booster la mobilité »

Ce projet d'envergure associe l'ensemble des Directions EDF et les filiales et décline des actions autour de trois objectifs :

Trois objectifs	• Faire rencontrer concrètement l'offre et la demande d'emploi au sein du Groupe ; • Redéfinir les accompagnements financiers dédiés à la mobilité et les programmes de reconversion ; • Créer des parcours professionnels incitatifs et les valoriser.

Fort des enseignements passés, le plan propose de nouvelles solutions en vue d'encourager la réalisation de mobilités adaptées aux enjeux de l'entreprise.

De nouvelles solutions	• Capital mobilité modulé, pack mobilité facilitée, prestation découverte du lieu de vie • *People Review* nationales, avec pour objectifs de mettre en perspective, au niveau national, des besoins en emplois pénuriques et des dossiers de mobilité Groupe dépassant le périmètre régional, et de débloquer des situations de mobilité individuelle entre EDF et les autres entités du Groupe.

Le plan « Booster la mobilité » complète les dispositifs de mobilité déjà existants dans le Groupe ouvrant la possibilité aux salariés de candidater plus facilement sur des emplois éloignés de leur domicile sans qu'ils aient besoin de déménager (*Mon Job en Proximité*) ; facilitant l'échange sur les questions financières (bilan financier avant/après) et non financières (conditions d'arrivée) ; œuvrant en faveur de la transparence et de la fluidité du marché de l'emploi interne (un SI Groupe sur les volets mobilité et recrutements favorise depuis 2020 la visibilité du marché de l'emploi interne par tous les salariés).

(1) Un nouveau cursus de chargé de projet Enedis a été initié en septembre 2021.

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

Priorité	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 COMEX du groupe EDF le 17 septembre 2021 lors d'un séminaire sur la transformation numérique.
Mise en œuvre	Cet engagement est piloté au travers du Comité de la transformation numérique coprésidé par trois membres du COMEX EDF et mis en œuvre au sein d'un programme dédié au Numérique Responsable.

3.4.4.1.2 Charte numérique responsable

Tous les enjeux du 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 la Transition écologique couvre l'ensemble des enjeux du Numérique Responsable

3.4.4.1.3 Label Numérique responsable

20 engagements de progrès opposables	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, l'ADEME et 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.

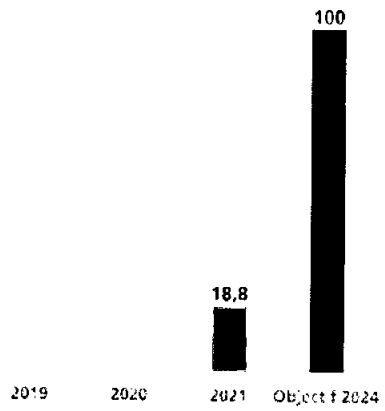
3.4.4.1.4 Engagement du Groupe

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.

Pour la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR) (en %)



(1) Cette section pourra être utilement complétée par l'action menée par la R&D en section 1.5.1.3 « La transition numérique et sociétale » et la section « Risques auxquels le Groupe est exposé » en section 2.2.4 qui aborde notamment les questions de cybersécurité.

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, regroupe notamment des vidéos pédagogiques (accessibilité, smartphones, impressions), des MOOCs Numérique Responsable, des boites à outils et des interviews de salariés, *managers* et *sponsors* engagés dans la démarche.

En parallèle, des actions de sensibilisation sont conduites par le programme Numérique Responsable comme le challenge OCCI Clean IT. Au cours d'une semaine, les salariés des différents métiers de la Direction Occitanie ont pu suivre un cycle de conférences dédiées au Numérique responsable et s'engager directement en participant à des défis (allègement des mails, collecte des *smartphones* non utilisés, nettoyage des serveurs).

3.4.4.3 Un usage raisonné des outils 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 (voir aussi section 3.2.4 « Déchets et économie circulaire »).

3.4.4.3.2 Écoconception

[illegible]	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 CO_2 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).

3.4.4.3.3 Inclusion

Le numérique sera responsable et durable s'il est accessible et inclusif sans discrimination ce qui nécessite de porter une attention particulière à trois piliers indissociables : l'environnement de travail informatique, les applications et les contenus numériques. Dans cette optique, l'opérateur IT d'EDF veille à l'intégration de périphériques, supports et logiciels adaptés à chacun (zoom, synthèse vocale, etc.).

3.4.4.4 Le numérique vecteur d'actions responsables

3.4.4.4.1 Économie de ressources

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. Voir par exemple, la mise en place en 2021 de la plateforme digitale EDF Reutilz (cf. section 3.2.4.3.2 « Optimiser 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.quilibres » et à l'application « EDF et moi », les clients d'EDF peuvent suivre leur consommation d'électricité sur leurs différents usages et cibler des économies d'énergie. Sur ces aspects du Numérique Responsable, voir la section 3.1.4.2.4 « La qualité de service un gage de confiance ».

3.4.4.4.3 Le numérique au service du développement des clients

Pour de nombreux exemples d'utilisation du Numérique dans l'accompagnement et le développement des clients, voir la section 3.1.4 « Développement d'usages sobres de l'électricité et services énergétiques innovants ».

3.4.4.4.4 Transparence et partage des données

Open data	Enfin, 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*.

3.5 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.

3.5.1 Politiques Groupe

3.5.1.1 Politique Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)

En 2021, une nouvelle politique Responsabilité Sociétale d'Entreprise du groupe EDF a été adoptée en COMEX en lieu et place de la précédente politique Développement durable.

Cohérence et subsidiarité	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, Sûreté 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 4.2.3.4 « Les missions et l'activité en 2021 du Comité RE du Conseil ».

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.

Actualité 2021	En 2021, le CSRSE s'est réuni à deux reprises et a notamment traité de la transition juste, du devoir de vigilance, du renforcement de la politique solidarité, des plans d'adaptation au changement climatique ou de la Charte RSE de l'APE. Au gré des ordres du jour, les conclusions des séances sont rapportées en Conseil d'administration [3].

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 Développement Durable, 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 2021.

3.5.2.4 Direction du Développement Durable (DDD)

Elle 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 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 du développement durable [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 la Fondation groupe EDF et de l'Action Régionale.
(3) Via son Comité responsabilité d'entreprise.
(4) Voir section 3.5.4.1 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et criblage des projets ».
(5) Voir section 3.6 « Méthodologie ».

Animation du développement durable

La DDD anime le développement durable dans le Groupe : animation *corporate* des métiers et des filiales au sein du SDC (voir 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 section 3.4.1.1.1 « 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 3.1.3 « 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, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils.

Principes de l'Accord	L'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale, signé en 2018, définit 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	L'ensemble des salariés et sous-traitants du Groupe Monde sont couverts par les dispositions de cet accord et les filiales du Groupe le portent notamment en l'intégrant, dans une logique de progrès, dans leurs plans d'actions stratégiques.
Pré-bilan	Trois ans après l'entrée en vigueur de l'accord, un pré-bilan a été réalisé à partir d'une enquête menée auprès d'un échantillon significatif composé de sept filiales du Groupe et de cinq Directions de la maison mère. Les conclusions de ce pré-bilan ont mis en évidence un foisonnement des actions liées aux différents axes de l'accord, ainsi que la nécessité de donner un nouvel élan à une dynamique ralentie par la crise sanitaire. Les filiales, Directions métiers d'EDF ont aussi partagé le même constat.
Avenant de prolongation	Un avenant de prolongation de 2 ans de l'accord, soit jusqu'en juillet 2024, a été signé le 29 novembre 2021 par quinze organisations syndicales et les deux fédérations mondiales (IndustriALL et PSI). Ce temps supplémentaire doit permettre de parachever l'ancrage durable dans les pratiques et la stratégie de toutes les composantes du groupe EDF de ce socle de principes fondamentaux en matière de Responsabilité Sociale.
Instances de suivi	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. Chargés du suivi de la mise en œuvre de cet accord-cadre et, en 2021, il s'est investi sur le Devoir de Vigilance. Les deux fédérations syndicales mondiales, IndustriALL et PSI, ont organisé une formation à l'attention du CDRS le 24 novembre 2021.

3.5.3.1.2 Le Comité d'entreprise européen (CEE)

Le Comité d'entreprise européen a été marqué en 2021 par les effets du Brexit au Royaume-Uni. Ainsi l'instance, qui regroupe 37 représentants des salariés de la société mère et des filiales européennes (françaises, allemandes, britanniques, italiennes, belges et polonaises) a acté de la sortie de la délégation Britannique à compter du 1er janvier 2021.

Dans le cadre du projet de rénovation du dialogue social engagé au sein du Groupe en 2018 et de la révision annoncée de l'accord portant sur le Comité d'entreprise européen, il a été proposé en janvier 2021 de revoir le périmètre de compétence de l'instance.

Un accord de méthode définissant les modalités de la négociation collective a été signé de manière unanime avec le Directeur du Dialogue Social et les représentants au CEE, le 5 mai 2021. La négociation de révision de l'accord CEE s'est ouverte le 28 septembre avec trois ambitions : rénover et simplifier le fonctionnement de l'instance mise en place en 2001 (composition, compétences, moyens…), déterminer le sort du Royaume-Uni au sein de l'instance après le Brexit et intégrer les enseignements de la crise sanitaire. La négociation s'est achevée le 4 novembre 2021 et l'avenant n° 4 a été signé par la majorité des membres du Groupe de négociation le 25 novembre 2021.

En 2021, le CEE a été réuni à deux reprises, les séances ont porté sur l'actualité des filiales européennes, le bilan et les perspectives de l'emploi au sein du Groupe, la présentation annuelle des comptes consolidés du Groupe, l'organisation et la stratégie de la filière de démantèlement nucléaire, un échange avec le Président Jean-Bernard Lévy, un échange sur l'adossement des activités de Citelum, sur les filiales du Groupe en Europe et un point sur les travaux des GT du CEE.

Le Secrétariat du CEE a été réuni à quatre reprises en 2021 dont deux réunions extraordinaires portant en février sur la situation sanitaire, le projet Hercule, l'entrée en vigueur du Brexit et ses conséquences sur le fonctionnement du CEE et en mars sur la négociation de révision de l'accord CEE et l'accord de méthode proposé.

Au travers des cinq groupes de travail, 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 2021, la diffusion d'un guide de recommandations en cas de fermeture de site industriel.

3.5.3.2 Le dialogue social en France

Le dialogue social renforcé avec les représentants du personnel et syndicaux à tous les niveaux de l'entreprise (établissements, Directions, entreprise et Groupe) mis en place par EDF dans le cadre de la crise sanitaire, s'est poursuivi sur l'année 2021. Ce dialogue soutenu, basé sur la transparence et la confiance a permis d'une part de poursuivre les échanges sur la gestion de la crise sanitaire et la déclinaison des mesures prises par les pouvoirs publics au sein du Groupe et d'autre part de mener une transformation d'ampleur à travers des négociations collectives au sein des sociétés du Groupe sur le *manager* et travailler autrement, visant à rendre plus souples et adaptables les modes de fonctionnement sur la base des enseignements issus de la crise sanitaire.

Pour EDF, l'accord « relance » signé de manière unanime en 2020 a été prolongé avec l'ensemble des signataires sur l'année 2021 pour maintenir une protection des salariés et des mesures d'organisation et sociales adaptées au contexte de l'entreprise.

3.5.3.2.1 L'agenda social 2021

L'agenda social 2021, marqué par la crise sanitaire, a fait l'objet de plusieurs échanges avec les Délégués Syndicaux Centraux.

3 accords et 2 avenants conclus à l'unanimité	• les deux prolongations de l'accord collectif relatif à la protection des salariés et aux mesures sociales dans le cadre de la relance de l'activité à EDF ; • l'accord relatif à l'intéressement 2021 à EDF , • l'accord de méthode portant sur la révision de l'accord du Comité d'entreprise européen d'EDF ; • l'accord relatif à l'égalité professionnelle entre les hommes et les femmes à EDF 2021-2025.
Autres accords collectifs ou avenants conclus à EDF SA	L'accord sur les contributions d'EDF aux PERCO et PEG Dans la continuité du projet « Dialogue Social 2020 » . • la révision de l'accord collectif relatif à la mise en place des CSE et des représentants de proximité au sein d'EDF ; • la révision de l'accord collectif relatif à la mise en place des délégués syndicaux et à l'exercice du droit syndical à EDF ; • l'avenant n° 4 de l'accord du Comité d'entreprise européen d'EDF ; • l'accord Travailler Autrement, Manager Autrement, après 14 séances de négociation.

La négociation sur les mesures salariales EDF a été ouverte le 2 décembre 2021.

Pilotage de la mise en œuvre des accords collectifs	La démarche de pilotage de la mise œuvre des accords collectifs prévue par la décision d'organisation de la DRH Groupe afin d'évaluer les effets des accords en vigueur et d'améliorer leur efficience a donné lieu à un premier plan d'action élaboré conjointement avec les Directions métiers d'EDF et l'opérateur RH. Validé début 2021, il est en cours de déploiement.

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 le Directeur du Dialogue Social Groupe. On y échange sur des sujets de société ou d'évolution qui ne relèvent pas de la compétence des IRP ou sur des sujets émergents, des décisions, ou des orientations politiques.

Pour l'année 2021, cinq séances ont été organisées (dont 2 en présentiel), 11 sujets ont été présentés dont les Résultats de l'enquête My EDF 2020, l'EDEC Nucléaire et l'Université du nucléaire, le nouvel e-Campus et le bilan des mesures salariales.

3.5.3.2.3 Les instances représentatives du personnel (IRP)

La cartographie des Instances de Representation du Personnel compte en 2021, 48 Comités sociaux et économiques (CSE) d'Établissement et un Comité social et economique central (CSE Central) au sein d'EDF, ainsi qu'un Comité Groupe France (CGF).

3.5.3.2.4 Le Comité social et économique central (CSEC)

Le CSE Central, installé en décembre 2019, est composé de 25 représentants du personnel et de 4 Représentantes Syndicales.

15 séances plénières se sont tenues en 2021, portant sur les sujets d'actualités, la situation économique et financière, la politique sociale d'entreprise, ainsi que des projets tels que la création d'un centre national Hydro Conduite, la création de la Direction de l'Innovation Groupe, la Stratégie du SI, le projet Contact au sein des établissements de la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, des projets immobiliers.

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, Cham, RTE, Citelum).

En 2021, le CGF s'est réuni à 4 reprises dont une séance extraordinaire. Pour 2021, les sujets suivants ont été traités : la mobilité au sein du Groupe, la situation de l'emploi, la situation économique et financière, les orientations stratégiques du Groupe, la cession de Dalkia Wastenergy, l'actualité des filiales en France.

3.5.3.3 Mesure du dialogue social

L'indicateur de dialogue social retenu à la maille du Groupe mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. L'engagement consiste, tout en tenant compte de certaines particularités rencontrées à l'international, à situer la performance sociale de cet indicateur au-delà de 87 % de salariés couverts au périmètre consolidé.

	Objectif annuel	2019	2020	2021
Taux de salariés couverts par une convention collective *(en %)*	87	-	87,2	87,5

(1) « Piloter la negociation collective à EDF ».

3.5.4 Leviers de transformation

3.5.4.1 Intégration des engagements dans le processus stratégique du Groupe et dans le criblage des projets

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.
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) et du Comité *Business Development International* (CBDI) font l'objet d'un avis de la Direction du Développement Durable élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe [2]. Lorsque nécessaire, la Direction du Développement Durable organise des *due diligences* spécifiques à ces enjeux.

3.5.4.2 Système de Management de l'Environnement (SME)

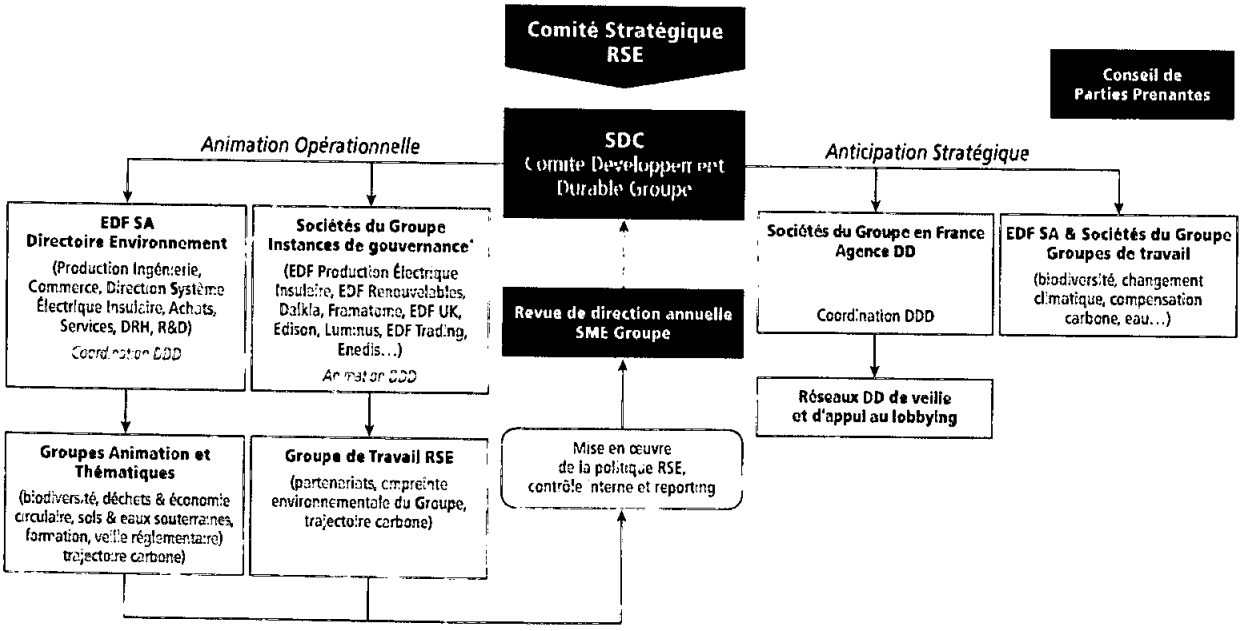
Afin de décliner les objectifs environnementaux et les actions associées issus de ses engagements et de sa politique RSE, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un système de *management* environnemental (SME). Ce système de *management* s'appuie 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 [3] 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* extra-financier obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la DDD les informations environnementales requises.

La DDD 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 dont 87 % par un SME certifié.

En 2021, les résultats des audits de certification menés par l'AFNOR mettent en évidence 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 insistent sur le renforcement des ambitions du Groupe, notamment quant aux enjeux liés au CO_2 et à la biodiversité, et constatent les progrès réalisés dans la maîtrise des impacts environnementaux dans les métiers.

(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) Voir les sujets extra-financiers à enjeu et matrice de matérialité, introduction du chapitre 3.
(3) 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 cadre 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 risque	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 • la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes • la gestion de la ressource en eau	Activités de production d'électricité (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)

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 2021, 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 « Gestion de crise et continuité d'activité »). L'incident industriel du site Seveso de Lubrizol en France (hors EDF) a fait l'objet d'une évolution du cadre réglementaire et a donné lieu à un retour d'expérience interne spécifique afin de dégager des pistes de progrès en matière d'aménagement et de protection des ouvrages de stockage.

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.

Audit et veille	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 (ASN, DREAL, etc.).

En 2021, le montant des pénalités prononcées à l'encontre d'EDF s'est élevé à 7 000 euros, pour des insuffisances au regard de la réglementation en vigueur en matière de surveillance et de contrôle, en application du Code de l'Environnement sur les sites de Bugey et Gravelines. Les actions correctives entreprises ont permis de solder ces deux situations.

(1) Il s'agit des sites de Bellefontaine B, Pointe Jarry, Port Est et Jarnac en France, Hole House au Royaume-Uni, Cellulo, Cellino et San Pol to 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.

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. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées comme préoccupantes.

Substitution et élimination	Les produits de substitution répondent souvent à des écolabels par exemple pour les produits d'entretien (concerne nos filiales Citelum, Électricité de Strasbourg et les *data centers*). Suite aux études R&D, des substitutions sont mises en œuvre tels 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.
PCB et PCT	EDF Hydro, Direction Immobilier, Enedis poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB [1] et PCT [2] de plus de 50 ppm en concentration. Ces plans d'actions, poursuivis en 2021, sont conformes aux prévisions. Pour le département « Laboratoire des Matériels Électriques » sur le site des Renardières, le sujet a été traité à 100 %. L'élimination totale est fixée à fin 2025 pour EDF SEI et Dalkia. 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 Développement Durable anime à cet effet un dispositif de veille anticipative qui mobilise et coordonne les experts du Groupe.

- **réseaux de veille** : ce dispositif s'appuie sur le travail de groupes thématiques appelés « réseaux de veille » : eau, déchets et sols, air, biodiversité, risques industriels, efficacité énergétique, précarité énergétique, santé, changement climatique, finance durable ;
- **agences développement durable** : les pilotes de chaque réseau se réunissent mensuellement en Agence du Développement Durable dont le rôle est de veiller à la transversalité des approches et de s'assurer de la prise en compte des enjeux du Groupe ;
- **transversalité** : le travail est mené en étroite collaboration avec la Direction Juridique, la Direction des Affaires Publiques et la Direction des Affaires Européennes ;
- **reconnaissance** : EDF a été considéré par le *think tank* « *InfluenceMap* » parmi les 17 entreprises soutenant le plus activement la réglementation alignée sur les Accords de Paris [3].

3.5.4.5 Processus de gestion des controverses

Le groupe EDF accorde une grande importance à l'identification, la prévention et l'atténuation 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. 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 :

- **prévention** : dans une logique anticipatrice et grâce aux outils de veille [4], 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 ;
- **engagement et réactivité** : 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 dirigeants

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 2021	Objectif cible 2021	Taux d'atteinte 2021
Intensité carbone	30 %	48 g/KWh	51 g/KWh	114 %

Deux critères sociaux

Le LTIR global et l'indice de *leadership* [5] représentant à eux deux jusqu'à 30 % (17,5 % + 12,5 %) de la part du bonus liée aux objectifs propres aux différentes structures du Groupe (Directions, sociétés).

(1) PCB : Polychlorobiphényles.
(2) PCT : Polychloroterphényles.
(3) How companies really impact progress on climate. 2019, influencemap.org/climate-lobbying.
(4) Tels que tels que RepRisk.
(5) Voir sections 3.3.1.3.3 « Accidents du travail » et 3.3 « Bien-être et solidarités ».

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.

Enjeux clés RSE	Références complètes dans la DPEF	Exemple
Neutralité carbone et climat	Sections 3.1	Iddri
Préservation des ressources de la planète	Sections 3.2	LPO
Bien-être et solidarités	Sections 3.3	Ashoka
Développement responsable	Sections 3.4	UNCPIE

3.5.4.8 Communication responsable

EDF développe depuis plus de 20 ans une communication pédagogique, responsable et de proximité, construite autour de ses valeurs de service public et fondée sur l'authenticité et le respect. En janvier 2021, le groupe EDF se classe premier au palmarès des entreprises les plus crédibles en matière de communication, dans la catégorie utilities/énergie [1].

3.5.4.8.1 Une communication responsable autour des quatre enjeux de la raison d'être

Dans sa communication, le Groupe s'exprime en cohérence avec les quatre grands enjeux de Responsabilité Sociétale d'Entreprise, déclinés à partir de sa raison d'être.

Neutralité carbone et climat

Climathon à la COP26	Le Climathon Sprint est un hackathon du climat co-organisé par EDF [2] pendant la COP26 à destination d'étudiants issus de toutes formations. Pour cette première édition, plus de 60 participants, répartis en 12 équipes sur plusieurs fuseaux horaires (Royaume-Uni, Chine, France), se sont mobilisés pour produire en 2 jours un concept de régénération bas carbone pour West Burton A, la dernière centrale à charbon exploitée par EDF au Royaume-Uni dont la fermeture est prévue pour septembre 2022.

Préservation des ressources de la planète

Congrès mondial de l'UICN	Organisé tous les quatre ans, ce congrès influence les politiques internationales sur la biodiversité notamment par les motions votées à destination des gouvernements principalement. Au travers de différents temps forts, le Groupe a porté un message clair : climat et biodiversité constituent la même urgence, le même combat.

Bien-être et solidarités

L'industrie au féminin	EDF a lancé une campagne d'*Open innovation* intitulée « Co-développons l'industrie au féminin », afin de mieux faire connaître et mieux valoriser les métiers techniques auprès des publics féminins.

Développement responsable

Rencontres du Développement Durable	Le Groupe a été partenaire des « Rencontres du Développement Durable 2021 », organisées par l'Institut Open Diplomacy autour des villes de demain, du mix énergétique du futur, de l'industrie du futur et des investissements dans la finance responsable.

3.5.4.8.2 Une communication responsable visible du grand public

FAIRe	EDF est signataire du programme FAIRe (2018), mené par l'Union des marques. Ce programme permet aux entreprises de prendre le virage de la communication responsable et à l'Union des marques d'évaluer annuellement leurs performances dans ce domaine. En 2021, EDF obtient la note de 2,67/3, en légère hausse par rapport à 2020, au-delà de la moyenne générale des adhérents.
En tête du baromètre « Scan Écoresponsable »	En septembre 2021 le baromètre « Scan Écoresponsable », diligenté par Capital et le cabinet Advent, place EDF en tête du domaine transports et énergie qui réunit 80 entreprises françaises notées sur leur image au regard de 28 critères environnementaux et sociaux.
Lumiere prime en Belgique	Le rapport développement durable de Luminus SA, publié depuis 2012, a reçu en janvier 2021 trois prix décernés par le jury du meilleur rapport développement durable belge dont le *Best Stakeholders Inclusiveness and Engagement*, toutes catégories d'entreprises confondues.

(1) Palmarès Epoka, 29 janvier 2021 player.vimeo.com/video/502701862?title=0&byline=0&portrait=0.
(2) Avec Urbanomy, Arteïa, Novazure, IDFAlondon, UCL, Capital Enterprise.

3.6 Méthodologie

Les précisions méthodologiques de la DPEF 2021 sont accessibles en ligne sur le site edf.fr [1].

3.6.1 Principes

S'agissant des indicateurs environnementaux, sociaux et sociétaux, le périmètre couvert par le *reporting* est élaboré sur la base du périmètre de consolidation financière du Groupe [2]. 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* extra-financier 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 remontés dans le cadre du processus de *reporting* le sont 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 s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* extra-financier du Groupe en vigueur en 2021. 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 de données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

3.6.2 Périmètres 2021

En 2021, Izi Solutions Renov a intégré le périmètre des indicateurs sociaux.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales, sociétales ou environnementales au 31/12/2021	Périmètre Indicateurs environnementaux	Périmètre Indicateurs sociaux
Électricité de France, Enedis, EDF PEI, Électricité de Strasbourg, EDF Renouvelables, EDF ENR, Dalkia, Framatome, Cyclife, EDF UK, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense, MECO, China Holding	X	X
EDF Trading	X*	X
EDF Belgium	X	
Citelum, Cham, IZI solutions, Izi Solutions Renov, G2S		X

* *Uniquement la filiale EDF Trading North America et sa filiale EES – EDF Energy Services (USA).*

(1) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/rapports

(2) A noter que pour l'exercice 2021, et par exception à ce principe, les sociétés Sowee, E2M et Izivia ne sont pas intégrées au périmètre des effectifs mentionnés en section 3.3.3.9 « Détail des effectifs », ainsi que dans les indicateurs sociaux associés. Le nombre total de l'effectif de ces trois sociétés est de 249.

3.7 Notation extra-financière

Les évaluations des principales agences de notation spécialisées et de gestionnaires de fonds ethiques indiquent la performance du Groupe en matière de RSE, dans son secteur de référence. Les évaluations et recompenses soulignent la reconnaissance externe de la performance développement durable du Groupe. En 2021, EDF a maintenu son excellent niveau auprès des agences de notations extra-financières.

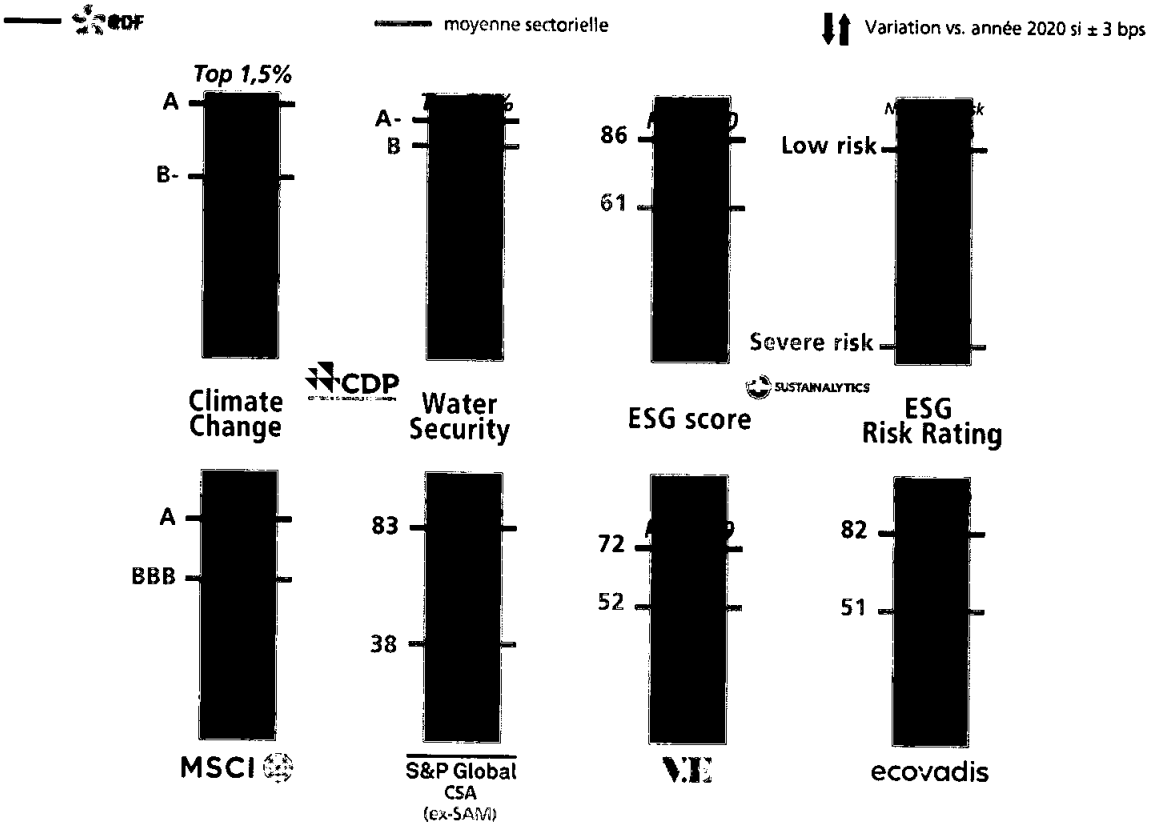
MAINTIEN DANS LES PRINCIPAUX INDICES NON-FINANCIERS

(liste non exhaustive)

MSCI
- Climate Change
- ESG Screened
- ESG Universal
- World Climate Change
- Climate Paris Aligned
- EU Low Carbon Leaders

EURONEXT
- CAC40 ESG
- Vigeo World 120
- Eurozone 120
- Vigeo France 20

Autres
- STOXX Global
- ESG Leaders
- FTSE4Good



PRINCIPALES COALITIONS INTERNATIONALES D'EDF

wbcsd · Business Ambition for 1.5°C · EV100 by The Climate Group · We Mean Business Coalition · act4nature international

3.8 Annexes et rapport de l'Organisme Tiers Indépendant

3.8.1 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 d'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).

Objectifs Développement Durable	Contribution particulièrement recherchée des cibles du WBCSD pour le secteur des entreprises électriques		Détail des engagements, politiques et actions menés par EDF (§ DPEF)	Contribution d'EDF à chacun des Objectifs
	Maximiser les impacts positifs	Minimiser les impacts négatifs		
Egalité entre les hommes et les femmes	X		Egalité des chances et inclusion au § 3.3.3	
Gestion durable de l'eau pour tous		X	Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Développement territorial responsable § 3.4.2 [illegible]	
Énergies propres et d'un coût abordable	X	X	Trajectoire carbone du Groupe § 3.1.1, Solutions de compensation carbone § 3.1.2, Adaptation au changement climatique § 3.1.3, Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4, Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Déchets et économie circulaire § 3.2.4, Préservation énergétique et production solaire § 3.3.4, Développement territorial responsable § 3.4.2	
Travail décent et croissance durable	X		Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2	
Infrastructures résilientes et innovation	X		Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3, Déchets et économie circulaire § 3.2.4, Développement territorial responsable § 3.4.2, Développement des filières industrielles § 3.4.3	
Villes et communautés durables	X		Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants § 3.1.4, Développement territorial responsable § 3.4.2	
Consommation et production responsables		X	Biodiversité § 3.2.1 ; Gestion responsable du foncier § 3.2.2 ; Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3, Déchets et économie circulaire § 3.2.4, Sûreté, santé et sécurité de tous § 3.3.1 ; Ethique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Dialogue et concertation avec les parties prenantes § 3.4.1, Développement territorial responsable § 3.4.2 ; Numérique responsable § 3.4.4 [illegible]	
Lutte contre les changements climatiques	X	X	Trajectoire carbone du Groupe § 3.1.1, Solutions de compensation carbone § 3.1.2, Adaptation au changement climatique § 3.1.3, Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4, Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3, Numérique responsable § 3.4.4	
Vie terrestre		X	Biodiversité § 3.2.1 ; Gestion responsable du foncier § 3.2.1, Déchets et économie circulaire § 3.2.4 [illegible]	

(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.

Le tableau suivant évalue la contribution du groupe EDF sur les autres Objectifs de Développement Durable de l'ONU :

Objectifs Développement Durable	Contribution d'EDF à chacun des Objectifs	Détail des engagements, politiques et actions menés par EDF (§ DPEF)
Éradication de la pauvreté	[redacted]	Égalité, diversité et inclusion § 3.3.3 ; Précarité énergétique et innovation sociale § 3.3.4
Sécurité alimentaire et agriculture durable	[redacted]	Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3
Santé et bien-être	[redacted]	Sûreté, santé et sécurité de tous § 3.3.1
Éducation de qualité	[redacted]	Biodiversité § 3.2.1 ; Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 Développement des filières industrielles § 3.4.3
Réduction des inégalités	[redacted]	Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2, Développement territorial responsable § 3.4.2
Vie aquatique marine	[redacted]	Biodiversité § 3.2.1, Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3
Paix, justice et institutions efficaces	[redacted]	Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2, Dialogue et concertation avec les parties prenantes § 3.4.1
Partenariats pour la réalisation des objectifs	[redacted]	Développement territorial responsable § 3.4.2

3.8.2 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)

Créé 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. En 2021, 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.

(1) globalcompact-france.org
(2) globalreporting.org
(3) sasb.org
(4) sasb.org/standard-setting-process/standards-advisory-group/#1
(5) sasb.org/standard-setting-process/active-projects/standards-internationalization-advancement

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 2021 d'EDF couvre la plupart des sujets de *reporting* exigés par SASB pour le secteur *Electric Utilities & Power generators* :

	Sections de la DPEF
Greenhouse Gas Emission & Energy Resources Planning	Section 3.1.1
Air Quality	Section 3.3.1.5
Water Management	Section 3.2.3
Coal Ash Management	Section 3.2.4.4.2
Energy Affordability	Section 3.1.4.2.4
End use efficiency and Demand	Section 3.1.4.3
Nuclear Safety and Emergency management	Section 3.3.1.1
Grid Resiliency	Section 3.1.4.2.1

3.8.3 Précisions sur la taxonomie

3.8.3.1 Contexte de la réglementation

La Commission européenne a adopté le 4 juin 2021, en application du règlement 2020/852 du 18 juin 2020 (dit « règlement Taxonomie »), l'acte délégué visant à déterminer les conditions dans lesquelles des activités économiques peuvent être considérées comme contribuant substantiellement aux objectifs climatiques. Le 6 juillet 2021, l'acte délégué dit « article 8 » relatif au contenu et la présentation des informations à communiquer a à son tour été adopté.

Dans la perspective de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, cette réglementation a pour objectif de déterminer les activités économiques considérées comme durables sur le plan environnemental afin d'orienter les flux de capitaux vers celles-ci, selon des critères transparents.

Conformément au règlement Taxonomie et selon les modalités définies par l'acte délégué « article 8 », sont publiés ci-dessous trois indicateurs basés sur les comptes consolidés du Groupe : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement (« CAPEX ») et des dépenses opérationnelles (« OPEX »), associée à des activités économiques considérées, d'une part, comme éligibles et, d'autre part, comme alignées avec les critères techniques de la taxonomie, notions détaillées à la section 3.8.3.2 ci-dessous.

Pour la première année d'application de ces dispositions, les entreprises non financières doivent publier uniquement

- la part de leurs activités éligibles et non éligibles à la taxonomie pour les trois indicateurs susmentionnés, sans publier les informations relatives à l'alignement ;
- les indicateurs relatifs aux données de l'exercice 2021 sans information comparative.

Le groupe EDF s'est organisé pour être en mesure de communiquer au 31 décembre 2021 des informations allant au-delà des obligations requises par le texte, c'est-à-dire de communiquer les parts éligibles et alignées de ses activités pour les 3 indicateurs.

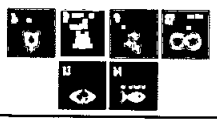
Par ailleurs, les textes applicables au 1er janvier 2022 ne couvrent pas la production d'électricité d'origine nucléaire, activité prépondérante du Groupe. Ils ne couvrent pas non plus les activités liées au gaz. Un acte délégué spécifique au nucléaire et au gaz a été adopté le 2 février 2022 et doit encore faire l'objet d'une procédure d'examen de la part du Parlement européen et du Conseil de l'UE, avant son adoption définitive et sa publication au Journal officiel de l'UE, laquelle pourrait intervenir à l'été 2022.

Le Groupe a réalisé une analyse préliminaire de ce texte et présente ci-dessous ses premières conclusions au regard de l'éligibilité (voir section 3.8.3.3.3). Ce texte n'étant pas en vigueur au 1er janvier 2022, dans les indicateurs présentés ci-après, les activités nucléaires, ainsi que gaz, sont présentées dans la catégorie « non éligibles au regard des textes en vigueur » et font l'objet d'une information complémentaire intégrant les effets attendus de ce nouveau texte (voir section 3.8.3.4).

En raison du caractère parfois insuffisamment précis du cadre réglementaire européen relatif au classement des activités et à la définition des indicateurs, le Groupe a été conduit à retenir des hypothèses et des méthodes qui font l'objet d'une description dans ce document dès lors qu'elles sont matérielles.

3.8.3.2 Définition de l'éligibilité et de l'alignement

Le règlement Taxonomie crée un cadre et des principes pour évaluer la contribution des activités économiques à l'égard des six objectifs environnementaux suivants :

Atténuation du changement climatique	Adaptation au changement climatique	Utilisation durable de la ressource en eau	Transition vers une économie circulaire	Prévention et réduction de la pollution	Protection et restauration de la biodiversité
					

Conformément à l'acte délégué adopté le 4 juin 2021, une activité est dite **éligible** si elle est incluse dans la liste des activités figurant aux annexes I et II.

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) ;
- 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) ;
- 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. C'est le cas des activités nucléaires et gaz dans l'acte délégué adopté le 2 février et soumis au Parlement européen et au Conseil de l'UE.

Une activité éligible sera considérée comme **alignée** si, en plus, elle respecte le ou les critère(s) technique(s) de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux (par exemple en lien avec des seuils d'émission), si elle remplit les critère(s) 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, enfin, si elle respecte les garanties minimales relatives aux droits de l'homme, aux droits fondamentaux du travail.

3.8.3.3 Analyse des activités du groupe EDF au regard de leur éligibilité et de leur alignement

3.8.3.3.1 Analyse des activités au regard de leur éligibilité selon la réglementation en vigueur au 31 décembre 2021

3.8.3.3.1.1 Principales activités du groupe EDF éligibles à la taxonomie

En application de la définition précédente, les activités suivantes contribuent substantiellement à l'atténuation du changement climatique :

- distribution d'électricité (codes NACE D35.12 et D35.13) : construction et exploitation de réseaux de distribution et de transport d'électricité interconnectés (4.9 [1]);
- production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique (codes NACE D35.11 et F42.22) qui regroupent :
  - › la production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque (4.1 [1]),
  - › la production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime (4.3 [1]),
  - › le stockage de l'électricité (4.10 [1]),
  - › l'installation, la maintenance et la réparation de technologies liées aux énergies renouvelables (7.6 [1]),
- production d'électricité à partir de centrales hydroélectriques (codes NACE D35.11 et F42.22) : construction et exploitation d'installations de production d'électricité au moyen de centrales hydroélectrique (centrales à réservoir, centrales au fil de l'eau et stations de transfert d'énergie par pompage – 4.5 ; 4.10 [1]) ;
- réseaux de chaleur et de froid, cogénération de chaleur, de froid et d'électricité par bioénergie (4.15 ; 4.20 [1])
- 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 [1]), les services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments (9.3 [1]),
  - › les dépenses de Recherche, développement et innovation visant à réduire, éviter les émissions (9.1 [1]).

3.8.3.3.1.2 Activités du Groupe non explicitement mentionnées dans l'acte délégué

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 listées dans l'annexe I de l'acte délégué 2021/2139 du 4 Juin 2021. Les activités suivantes ont été considérées comme éligibles :

- **vente d'électricité issue d'Obligations d'Achats** : ce dispositif législatif et réglementaire oblige EDF à acheter l'électricité produite par certaines filières de production d'origine 100 % renouvelable et à la revendre aux clients au même titre que la production propre d'EDF. En tant que producteur ayant le contrôle sur cette électricité vendue, le Groupe constate des ventes éligibles ;
- **vente d'électricité d'origine renouvelable dans les contrats long terme** (PPA ou *Power Purchase Agreement*) lorsque le groupe EDF est producteur de l'électricité renouvelable et la vend à des tiers.

***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.

3.8.3.3.1.3 Les 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 et ne sont pas couvertes par les annexes I et II de l'acte délégué :

- commercialisation d'électricité non produite par EDF ou dont la source de production n'est pas éligible ;
- production d'énergie à partir d'installation gazière et commercialisation de gaz ;
- optimisation et *trading* ;
- production d'électricité d'origine nucléaire et services nucléaires ;
- autres services.

Pour cette première année de mise en œuvre, le Groupe a exclu de l'analyse les activités de certaines entités non significatives au regard des indicateurs à la maille du Groupe, le taux de couverture est ainsi supérieur à 97 % pour le chiffre d'affaires comme pour les CAPEX. Les activités d'entités n'ayant pas fait l'objet d'analyses détaillées sont présentées en indicateur « non éligibles ».

3.8.3.3.2 Analyse de l'alignement selon la réglementation en vigueur au 31 décembre 2021 : Description de la méthode retenue sur les critères de contribution substantielle, les DNSH et les garanties minimales

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.

Par exemple les réseaux de chaleur ou de froid éligibles 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 ont été considérés comme alignés. Seule une infime fraction des activités 4.5 « production hydroélectrique » ne respecte pas les critères techniques de contribution substantielle.

(1) Fait référence aux catégories listées dans l'annexe I de l'acte délégué 2021/2139 du 4 juin 2021.

Dans le cadre de l'analyse **des critères techniques et DNSH**, EDF s'appuie sur son **système de *management* environnemental (SME)**, sa politique de développement durable 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 Développement Durable Groupe.

Le SME du Groupe couvre les objectifs environnementaux visés par la Taxonomie comme décrit dans les paragraphes ci-dessous.

- Le Groupe veille à **l'adaptation de ses installations au changement climatique**. Il s'est doté d'un plan aléas climatiques dès 2004, puis d'une stratégie d'adaptation au changement climatique en 2010.

  Ce document pose le fondement des engagements du Groupe en matière d'adaptation et identifie les actions à mettre en place dans tous les métiers : 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.

  Toutes les entités du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques dans l'élaboration de leur cartographie des risques, qu'ils s'agissent des risques physiques ou des risques dits de transition. Les entités les plus exposées aux risques physiques disposent de plans d'adaptation au changement climatique qui doivent être mis à jour au minimum tous les 5 ans.

  En juin 2021, le Comex a validé un nouveau plan d'adaptation qui sera déployé dans les entités concernées.

- En tant que gestionnaire 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. Ainsi, chaque site produisant de l'énergie prévoit, évalue et rend compte de la soutenabilité de son usage de l'eau. 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 et dépendante des 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.

  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 prévient et optimise la production de déchets conventionnels en favorisant le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de sa chaîne de valeur. Un « plan déchets » adapté est mis en place pour tout nouveau chantier afin d'éviter la production de déchets conventionnels et favoriser leur recyclage et leur valorisation.

  Le Groupe assume 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 (cancérogènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées comme extrêmement préoccupantes.

  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 renouvelé en 2020 son engagement en faveur de la biodiversité au moyen de deux dispositifs volontaires soutenus par l'État : « Entreprises engagées pour la biodiversité – act4nature France », sous l'égide de l'Office français de la biodiversité et « Act4nature ».

  Les critères DNSH ont été analysés pour chaque activité. Par exemple, les vérifications suivantes ont été conduites pour évaluer l'alignement de l'activité de distribution d'électricité :

  - › confirmation du respect du critère technique d'interconnexion au réseau Européen ou de nouveaux raccordements portant à plus de 67 % sur des installations émettant moins de 100 g CO_2e/KWh ;
  - › confirmation de la résilience des installations pour valider le critère de non-nuisance à l'adaptation au changement climatique ;
  - › vérification de l'existence d'un plan de gestion des déchets pour valider le critère de non-nuisance à la transition vers l'économie circulaire ;
  - › confirmation du respect des directives internationales IFC et des réglementations en matière de pollution électromagnétique pour valider le critère de non-nuisance à la prévention des pollutions ;
  - › vérification de l'existence d'études et de mesures attestant le respect du critère de non-nuisance sur la préservation de la biodiversité.

- Le respect du critère **des garanties minimales** par le Groupe, repose sur la mise en œuvre des engagements en matière de droits humains et sur le déploiement du référentiel « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF »[1]. Cette 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'auprès 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.

Ce référentiel public s'applique à EDF et les 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.

Suite à l'analyse des critères techniques, DNSH et des garanties minimales, les activités du Groupe qualifiées d'éligibles sont également, pour leur quasi-totalité, qualifiées d'alignées.

(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.

3.8.3.3.3 Analyse des activités au regard de leur éligibilité selon l'acte délégué complémentaire du 2 février 2022

L'acte delegué complémentaire visant les activités nucléaires et gaz a été adopté le 2 février 2022 par la Commission européenne. Sous réserve de la procédure devant le Parlement et le Conse l, il entrera en vigueur à partir de 2023.

Au vu de leur caractère significatif pour le Groupe, une analyse préliminaire a été menée afin de déterminer les impacts attendus de ce nouveau texte sur les indicateurs d'éligibilité de la Taxonomie (voir section 3.8.3.4). Les données présentées sont susceptibles d'évoluer si les analyses, positions de place et interprétations finalement retenues different des conclusions provisoires du Groupe.

3.8.3.3.3.1 Activités nucléaires

L'acte délégué complémentaire définit trois activités nucléaires **éligibles**. Elles concernent uniquement les activités menées dans les pays de l'Union européenne (exclusion du Royaume-Uni) et les pays ayant choisi de faire de l'énergie nucléaire, une énergie d'avenir (exclusion de la Belgique) :

- activités de R&D, démonstration et déploiement de réacteurs innovants qui produisent de l'énergie à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets du cycle du combustible (4.26 [1]). Les activités liées aux projets SMR et EPR2, sont à ce stade placées sous la rubrique 9.1 de l'acte délégué du 4 juin 2021 mais pourraient également être considérés éligibles au titre de cette rubrique 4.26. Elles representent 1% des CAPEX totaux ;
- 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 la centrale en construction de Flamanville 3 (4.27 [1]) ;
- projets autorisés au plus tard en 2040 par les autorités compétentes visant à étendre la durée de fonctionnement des réacteurs existants (4.28 [1]). Cette dernière activité 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 MWe) ou à recevoir d'ici 2040 (paliers 1 300 MWe et 1 450 MWe) et aux prescriptions techniques qui permettent de poursuivre l'exploitation du parc nucléaire français au-delà des 40 ans. L'ensemble du parc nucléaire en exploitation est considéré comme éligible dans les indicateurs pro-forma communiqués ci-après.

Concernant l'**alignement** de ces activités nucléaires à la Taxonomie, la portée des critères techniques, est en cours d'examen.

3.8.3.3.3.2 Activités gazières

Dans ce texte sont également intégrées 3 activités au titre du **gaz** en tant qu'activité de transition :

- la production d'électricité à partir de combustibles gazeux fossiles (4.29[1]) ;
- la coproduction à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles gazeux fossiles (4.30 [1]) ;
- la production de chaleur et de froid à partir de combustibles gazeux fossiles dans un systeme efficace de chauffage et de refroidissement urbains (4.31 [1]).

À date, en raison des critères applicables à leur classement en activité de transition notamment en termes de niveau d'émissions maximales (g CO_2/kWh), l'ensemble des activités gaz du Groupe resterait non éligible dans la Taxonomie.

3.8.3.4 Indicateurs de la Taxonomie

L'acte délégué 2021-4987 sur la Taxonomie définit les indicateurs à présenter.

Les définitions ne présentent pas nécessairement le niveau de précision suffisant. Les principales interprétations et conventions issues de notre analyse de l'acte délégué pour chaque indicateur sont détaillées dans les paragraphes suivants (3.8.3.4.1, 3.8.4.3.2, 3.8.4.3.3).

Synthèse de la répartition des activités au regard de l'acte délégué Taxonomie applicable au 31 décembre 2021 :

Activités économiques/Données 2021	Part des CAPEX	Part du CA	Part des OPEX
Activités éligibles et alignées	40 %	32 %	27 %
Activités éligibles mais non alignées	3 %	1 %	-
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire (UE et hors UE)	48 %	28 %	41 %
Autres activités non éligibles (dont gaz)	9 %	39 %	32 %

Synthèse de la répartition des activités au regard de leur éligibilité en intégrant l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz :

Les indicateurs de Taxonomie présentés ci-dessous sont des indicateurs *pro forma* qui intègrent les effets attendus de l'acte délégué complémentaire relatif aux activités nucléaires et gaz, si celui-ci était adopté en l'état par le Parlement européen et sur la base des analyses conduites à ce jour par le Groupe :

Activités économiques/Données 2021	Part des CAPEX	Part du CA	Part des OPEX
Activités éligibles (dont nucléaire)	66 %	56 %	66 %
Activités non éligibles (dont nucléaire hors UE et gaz)	34 %	44 %	34 %

3.8.3.4.1 Analyse de l'indicateur d'investissement « CAPEX »

Définition de l'indicateur et mode de calcul (numérateur/dénominateur)

Le ratio « CAPEX » visé à l'article 8 paragraphe 2 point b) du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au dénominateur** : l'ensemble des investissements dits « CAPEX » 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) ;
- **au numérateur** : les dépenses d'investissement **en lien avec** :
  - › une activité éligible : CAPEX liés à des actifs ou des processus associés à des activités éligibles (ou alignées) à la Taxonomie,
  - › un plan CAPEX dont l'objectif est de créer ou de transformer une activité qui sera éligible ou alignée à la Taxonomie,
  - › des investissements individuellement éligibles qui ne sont pas rattachés à une activité principale (non significatif pour le Groupe).

(1) Fait référence aux codes d'activité listés dans l'acte délégué complémentaire du 2 février 2022.

Le tableau suivant fournit une réconciliation entre les investissements nets présentés dans l'Examen de la situation financière et du résultat 2021 (voir note 5.1.4) et les CAPEX- Taxonomie :

(en millions d'euros)	2021
Investissements nets	**15 725**
Déduction des éléments exclus de la définition de la Taxonomie	(2 024)
Variation des dettes sur acquisition d'immobilisations	(143)
Subventions d'investissement	(536)
Autres dont effets des sorties de périmètre	(1 345)
Elements à inclure dans les CAPEX- selon la définition de la Taxonomie	1 011
Dont augmentation des droits d'utilisation (location)	789
Effet des entrées de périmètre	222
$CAPEX_T$	**18 760**

Modalités de calcul - points spécifiques

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. Il est à noter que l'analyse de l'éligibilité suit par analogie une méthodologie identique.

Répartition des $CAPEX_T$ par activité selon la Taxonomie

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 (sans tenir compte de l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz) :

Activités économiques	CAPEX *(en millions d'euros,*	Ratio de CAPEX
A.1 Activités alignées		
Distribution d'électricité [1]	4 636	25 %
Énergies renouvelables [2]	2 007	11 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [3]	296	1 %
Autres [4]	532	3 %
Total des activités alignées	**7 471**	**40 %**
A.2. Activités éligibles-non alignées		
Acquisition et propriété de bâtiments et autres	482	3 %
Total des activités éligibles-non alignées	**482**	**3 %**
Total des activités éligibles	**7 953**	**43 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	9 078	48 %
Autres activités non éligibles	1 729	9 %
Total des activités non éligibles	**10 807**	**57 %**
TOTAL DES $CAPEX_T$	**18 760**	

(1) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(2) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(3) Cette activité correspond à l'activité 4.5. Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(4) Les autres activités incluent les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie ainsi que les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 et de l'acte délégué complémentaire (données *pro-forma*) :

Activités économiques	CAPEX *(en millions d'euros)*	Ratio de CAPEX
A.1 Activités éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire [1]	4 386	23 %
Distribution d'électricité [2]	4 636	25 %
Énergies renouvelables [3]	2 007	11 %
Acquisition et propriété de bâtiments	462	2 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [4]	301	2 %
Autres [5]	547	3 %
Total des activités éligibles	**12 339**	**66 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	4 692	25 %
Autres activités non éligibles (y compris gaz)	1 729	9 %
Total des activités non éligibles	**6 421**	**34 %**
TOTAL DES CAPEX$_T$	**18 760**	

(1) Cette activité correspond aux activités 4.26. Étapes précommerciales des technologies de pointe avec un minimum de déchets du cycle du combustible, 4.27. Construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires, pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, en utilisant les meilleures technologies disponibles, 4.28 Génération d'électricité à partir d'énergie nucléaire depuis les installations existantes, telles que décrites dans l'acte délégué complémentaire sur les activités nucléaires et gaz.

(2) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(3) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(4) Cette activité correspond à l'activité 4.5. Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(5) Ces autres activités incluent les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie ainsi que les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3 Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

3.8.3.4.2 Analyse du l'indicateur « chiffre d'affaires »

Définition de l'indicateur et mode de calcul (numérateur/dénominateur)

Le ratio du chiffre d'affaires visé à l'article 8, paragraphe 2, point 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 à la Taxonomie (numérateur), divisée par le chiffre d'affaires net (dénominateur).

Le « chiffre d'affaires » correspond au montant total du chiffre d'affaires hors Groupe selon IAS 1, c'est-à-dire le chiffre d'affaires issu des contrats IFRS 15 et des loyers perçus relatifs à IFRS 16.

Pour le Groupe, cette définition correspond au montant du chiffre d'affaires présenté dans les comptes consolidés, exclusion faite du chiffre d'affaires *trading* (voir la note 5.1.2 des comptes consolidés figurant à la section 6.1).

Modalités de calcul - Points spécifiques

En France, le groupe EDF gère sa production de manière intégrée en fonction de ses moyens de production et de l'équilibre amont-aval. En conséquence le chiffre d'affaires comptabilisé a fait l'objet d'une répartition sur la base des volumes produits par les différentes filières de production, qui s'appuie sur le bilan électrique publié (voir section 5.1.4.1.2.1).

Répartition du chiffre d'affaires$_T$ par activité selon la Taxonomie

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 (sans tenir compte de l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz) :

Activités économiques	Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	Ratio de chiffre d'affaires
A.1 Activités alignées		
Distribution d'électricité [1]	16 192	19 %
Énergies renouvelables [2]	5 390	6 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [3]	2 664	3 %
Réseaux de chaleur et de froid, Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie [4]	1 759	2 %
Service d'efficacité et de performance énergétique [5] et autres	1 062	2 %
Total des activités alignées	**27 067**	**32 %**
A.2. Activités éligibles-non alignées		
Réseaux de chaleur et de froid, Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	174	0 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	81	0 %
Total des activités éligibles-non alignées	**255**	**1 %**
Total des activités éligibles	**27 322**	**33 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	23 813	28 %
Autres activités non éligibles	33 326	39 %
Total des activités non éligibles	**57 139**	**67 %**
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES$_T$	**84 461**	

(1) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(2) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(3) Cette activité correspond à l'activité 4.5 Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(4) Cette activité inclut les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(5) Cette activité inclut les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 et de l'acte délégué complémentaire (données *pro forma*) :

Activités économiques	Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	Ratio de chiffre d'affaires
A.1 Activités éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire [1]	19 955	24 %
Distribution d'électricité [2]	16 192	19 %
Énergies renouvelables [3]	5 390	6 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [4]	2 745	3 %
Réseaux de chaleur et de froid, Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie [5]	1 933	2 %
Service d'efficacité et de performance énergétique [6]	709	1 %
Autres	353	1 %
Total des activités éligibles	**47 277**	**56 %**
8. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	3 858	5 %
Autres activités non éligibles (y compris gaz)	33 326	39 %
Total des activités non éligibles	**37 184**	**44 %**
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES$_T$	**84 461**	

(1) Cette activité correspond aux activités 4.26. Étapes précommerciales des technologies de pointe avec un minimum de déchets du cycle du combustible, 4.27. Construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires, pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, en utilisant les meilleures technologies disponibles, 4.28 Génération d'électricité à partir d'énergie nucléaire depuis les installations existantes, telles que décrites dans l'acte délégué complémentaire sur les activités nucléaires et gaz.

(2) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(3) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(4) Cette activité correspond à l'activité 4.5. Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués

(5) Cette activité inclut les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(6) Cette activité inclut les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

3.8.3.4.3 Analyse de l'indicateur « OPEX »

Définition de l'indicateur et mode de calcul (numérateur/dénominateur)

Le ratio « OPEX» visé à l'article 8 paragraphe 2 point b) du règlement (EU) 2020/852 est calculé en divisant le numérateur par le dénominateur.

Le dénominateur couvre selon les dispositions du texte les coûts directs non capitalisés liés à la recherche et au développement, aux mesures de rénovation des bâtiments, aux locations à court terme (non comptabilisée 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.

Le numérateur est égal à la partie des dépenses opérationnelles incluses dans le dénominateur qui :

- est en lien à une activité déjà éligible : OPEX lié à des actifs ou des processus associés à des activités alignées à la Taxonomie ;
- fait partie d'un plan d'OPEX dont l'objectif est de créer/étendre une activité alignée à la Taxonomie ;
- sont des OPEX individuellement éligibles, les achats de biens ou services liés à des activités alignées à la Taxonomie qui ne font pas partie de l'activité principale de la Société ni de mesures individuelles visant à rendre alignées des activités cibles.

L'ensemble des OPEX relevant de la Taxonomie est inclus dans les rubriques « Autres consommations externes » et « Charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée) du compte de résultat du Groupe exception faite des dépenses liées aux reprises de soudures de la centrale en construction de Flamanville 3 (voir la note 7 des comptes consolidés figurant dans la section 6.1). Dans ces rubriques, seules les natures de charges précisées ci-dessus ont été prises en compte pour l'analyse, en s'appuyant sur la comptabilité générale ou la comptabilité analytique lorsque nécessaire.

Modalités de calcul - Points spécifiques

Au titre des « Autres dépenses relatives à l'entretien quotidien des immobilisations corporelles », le Groupe a inclus dans les OPEX de la Taxonomie les charges de personnel et achats en lien avec la maintenance et l'entretien des actifs de production. Sont donc exclues les dépenses d'exploitation liées à la production proprement dite.

A contrario, dans le calcul de l'indicateur pro forma tenant compte des effets de l'acte délégué complémentaire, les OPEX liés aux opérations de conduite dans l'activité nucléaire correspondent à des dépenses de surveillance d'installation et sont à ce titre incluses dans les OPEX de la Taxonomie en tant que dépenses de maintenance des actifs de production.

Les dépenses relatives aux fonctions supports directement liées à la maintenance et l'entretien ont été 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 ont été exclues du calcul des dépenses d'exploitation.

Répartition des $OPEX_T$ par activité selon le règlement Taxonomie

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 (sans tenir compte de l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz) :

Activités économiques	OPEX *(en millions d'euros)*	Ratio d'OPEX
A.1 Activités alignées		
Distribution d'électricité [1]	960	11 %
Réseaux de chaleur, de froid [2] et service d'efficacité et de performance énergétique [3]	413	5 %
Énergies renouvelables [4]	411	4 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [5]	345	4 %
Autres [6]	282	3 %
Total des activités alignées	**2 411**	**27 %**
A.2. Activités éligibles-non alignées		
Réseaux de chaleur et de froid, cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	41	0 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	24	0 %
Total des activités éligibles-non alignées	**65**	**0 %**
Total des activités éligibles	**2 476**	**27 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	3 737	41 %
Autres activités non éligibles	2 873	32 %
Total des activités non éligibles	**6 610**	**73 %**
TOTAL DES $OPEX_T$	**9 086**	

(1) Cette activité correspond à l'activité 4.9 Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.
(2) Cette activité inclut les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(3) Cette activité inclut les activités 9.3 Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(4) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(5) Cette activité correspond à l'activité 4.5. Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.
(6) Correspond principalement à l'activité 9.1 Recherche, développement et innovation telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 et de l'acte délégué complémentaire (données *pro forma*) :

Activités économiques	OPEX *(en millions d'euros)*	Ratio d'OPEX
A.1 Activités éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire [1]	3 533	39 %
Distribution d'électricité [2]	960	11 %
Énergies renouvelables [3]	411	4 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [4]	369	4 %
Réseaux de chaleur, de froid [5] et Service d'efficacité et de performance énergétique [6]	454	5 %
Autres [7]	282	3 %
Total des activités éligibles	**6 009**	**66 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	204	2 %
Autres activités non éligibles (y compris gaz)	2 873	32 %
Total des activités non éligibles	**3 077**	**34 %**
TOTAL DES $OPEX_T$	**9 086**	

(1) Cette activité correspond aux activités 4.26. Étapes précommerciales des technologies de pointe avec un minimum de déchets du cycle du combustible, 4.27. Construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires, pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, en utilisant les meilleures technologies disponibles, 4.28 Génération d'électricité à partir d'énergie nucléaire depuis les installations existantes, telles que décrites dans l'acte délégué complémentaire sur les activités nucléaires et gaz.
(2) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.
(3) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(4) Cette activité correspond à l'activité 4.5 Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.
(5) Cette activité inclut les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(6) Cette activité inclut les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(7) Correspond principalement à l'activité 9.1 Recherche, développement et innovation telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

3.8.4 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière

Exercice clos le 31 décembre 2021

À l'Assemblée Générale des actionnaires,

En notre qualité de commissaire aux comptes de votre société EDF SA (ci-après la « Société») désigné organisme tiers indépendant (« tierce partie »), accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1048 (Accréditation Cofrac Inspection, n° 3-1048, 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 la Société (ci-après le « Référentiel »), pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (ci-apres 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.

Il nous appartient également d'exprimer, à la demande de la Société et en dehors du champ d'accréditation, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que certaines informations, sélectionnées par la Société et présentées dans la Déclaration ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformement au Référentiel.

Conclusion d'assurance modérée sur la déclaration consolidée de performance extra-financière conformément à l'article L.225-1D2-1 du Code de commerce

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 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.

Conclusion d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations incluses dans la Déclaration

À notre avis, les informations suivantes sélectionnées par la Société et identifiées par le signe ✓ au sein de la Déclaration sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément au Référentiel :

– Effectif total au 31 décembre 2021, réparti par genre et par âge ;

– Émissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF ;

– Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur ;

– Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc.

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 disponibles sur le site internet de la Société.

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 la Société

Il appartient au Conseil d'administration :

- de sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations ;
- d'établir 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 reglement (UE) 2020/852 (taxinomie verte) ;
- ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'il 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 en appliquant le Référentiel de la Société tel que mentionné ci-avant.

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 fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques, ci-après les « Informations ».

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 la Société des autres dispositions légales et réglementaires applicables (notamment en matière d'informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxinomie verte), de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale) ;
- la sincérité des informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxinomie 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 tenant lieu de programme de vérification et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 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 neuf personnes et se sont déroulés entre septembre 2021 et février 2022 sur une durée totale d'intervention de vingt semaines environ.

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 cinquantaine d'entretiens avec les personnes 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 caractére 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. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2e alinea du III de l'article L. 225-102-1.
- 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'avére 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 1, et pour lesquelles nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante.
- 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 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 la Société 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 1, 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 et couvrent entre 9 % 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 de la Société.

Les procedures 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 superieur aurait nécessité des travaux de verification plus étendus.

A la demande de la Société, nous avons mené des travaux complementaires afin de nous permettre de formuler une conclusion d'assurance raisonnable sur les informations suivantes, par ailleurs identifiées par le signe au sein de la Déclaration.

- Effectif total au 31 décembre 2021, réparti par genre et par âge ;
- Émissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF ;
- Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur ;
- Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc.

Les travaux menés ont été de même nature que ceux décrits dans la partie ci-dessus relative à l'assurance modérée, mais plus approfondis, s'agissant en particulier :

- des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
- des tests de détail réalisés sur la base de sondages, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives.

L'échantillon sélectionné représente ainsi entre 65 % et des informations identifiées par le signe ✓

Paris-La Défense, le 17 février 2022

L'un des commissaires aux comptes,

Deloitte & Associés

Christophe Patrier
Associé, Audit

Catherine Saire
Associée, Développement Durable

Annexe 1

Informations qualitatives sélectionnées

Informations environnementales

- **Gestion des sols et eaux souterraines** (Prévention des impacts sols et eaux souterraines et plans de gestion)

Informations sociétales

- **Précarité énergétique** (Lutte contre la précarité énergétique ; Compréhension de la précarité énergétique ; L'aide au paiement ; L'action d'accompagnement ; Les actions préventives)
- **Dispositifs de formation en matière d'éthique, de conformité et de droits humains** (Anti-corruption ; Harcèlement et discrimination ; Déontologie financière ; Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie ; Manquements au droit de la concurrence ; Droits humains)
- **Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection** (Le respect de l'environnement ; Une démarche de sûreté nucléaire constante ; Le dispositif de contrôle ; Le dispositif d'alerte ; Les événements significatifs dans le domaine de la sûreté ; La radioprotection)

Informations quantitatives sélectionnées

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociaux Niveau d'assurance	Niveau d'assurance
• Effectif total au 31 décembre 2021, réparti par genre et par âge	**Raisonnable**
• Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe	Modérée
• Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences	Modérée
• Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers – salariés et prestataires	Modérée
• Lost Time Incident Rate (LTIR) Global – salariés et prestataires	Modérée
• Taux de gravité (salariés)	Modérée

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociétaux Niveau d'assurance	Niveau d'assurance
• Taux de cadres dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption	Modérée
• Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée (en cohérence avec les principes de l'Equateur)	Modérée
• Taux annuel d'achats à des PME en France	Modérée
• 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)	Modérée
• Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)	Modérée
• Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES	Modérée
• Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	Modérée
• Nombre de compteurs communicants	Modérée

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
• Émissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF (1)	**Raisonnable**
• Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 due à la production d'électricité et de chaleur	**Raisonnable**
• Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc	**Raisonnable**
• Émissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 2) du Groupe EDF (1)	Modérée
• Émissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 3) du Groupe EDF (1)	Modérée
• Émissions de l'électricité achetée et revendue aux clients finals	Modérée
• Émissions du gaz vendu aux clients finals	Modérée
• Capacités de production électrique renouvelables nettes installées	Modérée
• Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone au sein des entités concernées	Modérée
• Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique au sein des entités concernées	Modérée
• Part des véhicules électriques au sein de parc de véhicules légers du Groupe EDF	Modérée
• Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente des produits et services innovants	Modérée
• Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier	Modérée
• Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif act4nature international	Modérée
• Déchets radioactifs solides d'activité – France : volumes de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue	Modérée
• Déchets radioactifs solides d'activité – Royaume-Uni : volume de déchets radioactifs solides à Faible Activité évacués	Modérée
• Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) de déconstruction et industriels – Groupe en France	Modérée
• Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA) de déconstruction et industriels Groupe en France	Modérée
• Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (TFA) – EDF	Modérée
• Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMAvc) – EDF	Modérée

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
• Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Modérée
• Combustible nucléaire charge en réacteur	Modérée

(1) Les taux de vérification et les taux de couverture des indicateurs relatifs aux émissions de gaz à effet de serre des scopes 1, 2 et 3 du Groupe sont présentés en Annexe 3.

Annexe 2

Entités contributrices sélectionnées

Au sein d'EDF SA	Siège EDF SA • Division Combustible Nucléaire (DCN) : Siège • Division Production Nucléaire (DPN) : Siège ; Sites : CNPE de Chooz ; CNPE de Golfech • Division Thermique Expertise et Appui Industriel Multi-metiers (DTEAM) : Centrale thermique de Martigues • Statistiques-optimisation DATA (SoDATA) : Siège • Direction des Projets Déconstruction-Déchets (DP2D) : Siège • Unité Technique Opérationnelle (UTO) : Siege
Au sein d'EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)	• Site : Centrale thermique de Port-Est (La Réunion)
Au sein d'Enedis	• Siège Enedis • Direction Régionale Provence Alpes du Sud
Au sein de Dalkia	• Siège Dalkia • Filiales : CRAM ; Dalkia EN • Directions régionales : Direction régionale Est ; Direction régionale Nord ; Direction régionale Ile-de-France ; Direction régionale Méditerranée ; Direction régionale Centre Est ;
Au sein d'EDF Energy	• Siege EDF Energy • Sites : Nuclear of power station of Heysham 1 ; Nuclear of power station of Heysham 2
Au sein d'EDF Renouvelables	• EDF Renouvelables USA ; EDF Renouvelables Canada
Au sein d'Edison	• Siège Edison
Au sein de Mekong Energy Company (MECO)	• Site : Centrale thermique de Phu My 2.2
Au sein d'EDF Norte Fluminense	• Site : Centrale thermique Norte Fluminense
Au sein de Framatome	• Site : Romans

Annexe 3

Bilan des émissions de gaz à effet de serre vérifiées du groupe EDF

Émissions de gaz à effet de serre vérifiées Synthèse du bilan GES 2021	Tonnes équivalent CO_2 vérifiées	Niveau d'assurance Représentation de l'échantillon sélectionné (%)
100 % des émissions directes de gaz à effet de serre du scope 1	27 $MtCO_2e$	Raisonnable 67%
100 % des émissions indirectes de gaz à effet de serre du scope 2	0,3 $MtCO_2e$	Modérée 74%
100 % des émissions indirectes de gaz à effet de serre du scope 3	102 $MtCO_2e$	Modérée 22%

3.9 Plan de vigilance

3.9.1 L'engagement RSE du groupe EDF et son 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 CO_2 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 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.

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. 225-102-4 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 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 ces cinq mesures dans son plan de vigilance comme suit :

- 3.9.1. L'engagement RSE du groupe EDF et son référentiel devoir de vigilance
- 3.9.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes
- 3.9.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance
- 3.9.4. Méthodologie de cartographie des risques du Groupe
- 3.9.5. Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2021
- 3.9.6. Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation
  - › 3.9.6.1 Droits humains et libertés fondamentales
  - › 3.9.6.2 Environnement
  - › 3.9.6.3 Santé-Sécurité
  - › 3.9.6.4 Fournisseurs et sous-traitants
- 3.9.7. Système d'alerte du Groupe
- 3.9.8. 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 », 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 ». Ce référentiel rassemble les engagements et exigences du groupe EDF (EDF et les sociétés qu'elle contrôle, voir section 3.9.3 « 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 (voir section 3.9.5. « Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2021 – Constitution, promotion et publication d'un référentiel Devoir de Vigilance »).

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 [2] : 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 multinationale, 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) Dans le respect d'indépendance des gestionnaires d'infrastructures régulées.

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 URD 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 2021 dans les différentes sections de la DEPF**	
Droits humains et libertés fondamentales des personnes	Transverse	Risques liés au harcèlement et à la discrimination	Section 3.3.3 Egalité, diversité et inclusion et 3.3.4 Précarité énergétique et innovation sociale	section 3.4.1 Dialogue et concertation avec les parties prenantes et 3.3.2.4 Dispositifs d'alerte
	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 consultation des populations autochtones (coutumes ethniques) ou de la gestion de ce processus pour tout ou partie effectuée par une administration limitant ainsi le contrôle de celle-ci par EDF.	sect on 3.3.2.3. Droits humains	
	Activités et projets	Risques liés aux droits de travailleurs notamment liés aux risques aux conditions de travail constatés sur les chantiers du Groupe.	section 3.3.2.3. Droits humains	
	Activités et projets	Risques liés à l'emploi de forces de sécurité susceptibles de provoquer de graves violations des droits de l'homme ou du risque sécuritaire.	sect on 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	sect on 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.	sect on 3.2 Préservation des ressources de la planète	
Santé-Sécurité des personnes	Salariés et sous-traitants	Les accidents du travail (mortels et graves), maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit)	sect on 3.3.1 Santé et sécurité de tous	
	Salariés et sous-traitants	Les troubles musculosquelettiques (TMS), risques psychosociaux (RPS) dont le stress.	sect on 3.3.1 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 et les risques sanitaires associés.	sect on 3.3.1.5 Qualité de l'air et 3.3.1.4 Santé et Sécurité des consommateurs	
Fournisseurs	Catégorie d'achat	Prestations et matériels IT et électroniques comportant des risques liés à l'amont de la supply chain.	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	Prestations de travaux et maintenance en environnement industriel comportant le risque sécurité au...	section 3.4.2.3 Contribution au développement par les achats	
	Catégorie d'achat	Prestations de déconstruction, dépollution comportant le risque environnement produit et déchets.	section 3.4.2.3 Contribution au développement par les achats	
	Spécifique	En 2021, les risques droits humains et en particulier de travail forcé et en lien avec la supply chain ont été précisés sur les domaines d'achat des matériels informatiques et de la sous-traitance du textile et des soins aux salariés concernant les risques de travail forcé.	sect ons 3.4.2.3 Contribut on au développement par les achats et 3.3.2.3.4 La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains	

3.9.2 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, le Secrétaire Général Groupe et le Directeur Exécutif Groupe en charge de l'innovation, la responsabilité d'entreprise et la stratégie. Il est chargé de l'élaboration, du déploiement et de la coordination du plan et de son application dans le Groupe.

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.

Le pilotage du plan de vigilance repose sur une collaboration entre la Direction Juridique et la Direction du Développement Durable 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 le représentant d'une filiale aux activités particulièrement 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.

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.

Association des parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Elle forme le socle de la coopération que nous entretenons avec nos parties prenantes.

L'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe, signé en 2018 et prorogé pour deux ans le 29 novembre 2021 par EDF avec 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 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, travaillent 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, impacts de la crise sanitaire, etc.) et sur les actions à mettre en œuvre pour déployer et améliorer le plan de vigilance du Groupe. Ainsi, en 2021, les réunions du CDRS ont permis à ses membres de s'informer sur l'avancée du plan de vigilance, mais aussi de partager le projet de référentiel devoir de vigilance (« Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF ») qui leur avait été soumis pour remarques. Une journée de formation en novembre 2021 dédiée au Devoir de Vigilance a été co-organisée par les fédérations syndicales mondiales et la Direction du Groupe, au cours de laquelle les participants ont pu échanger sur des cas concrets et bénéficier d'une démonstration du nouveau module de formation *e-learning* désormais accessible à l'ensemble de ses salariés (voir section 3.9.5 « Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2021 »).

À l'externe, EDF a participé, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [1]), 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.

En novembre 2021, EDF a également participé à une revue de pairs organisée par Global Compact regroupant d'autres groupes soumis à la loi, et des personnalités du monde associatif et de la recherche.

3.9.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance

Le groupe EDF est un énergéticien intégré dont les activités comportent des risques dans les trois champs d'application du devoir de vigilance. Il est 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 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. Les pays présentant un caractère de risque font l'objet d'une vigilance particulière y compris dans les relations avec les partenaires.

Dans le Groupe, EDF Renouvelables est une entité qui développe un nombre important de projets dans un grand nombre de pays (présent dans plus de 20 pays) pour exploitation, mais également pour des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS). Par conséquent, plusieurs zones géographiques sont concernées dont les principales sont les suivantes : (en % de capacités nettes installées éoliennes et solaires).

Amérique du Nord	42 %
Europe	27 %
Amérique du Sud	12 %
Chine et Inde	11 %
Asie du Sud-Est, Pacifique et Émirats arabes unis	4 %
Israël	3 %
Afrique du Sud	1 %

Fournisseurs et sous-traitants

Le périmètre des fournisseurs et sous-traitants gérés par la Direction des Achats Groupe représente environ 11 000 fournisseurs. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France et 98,5 % en Europe. 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'atteinte 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) e-dh.org

(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 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

3.9.4 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 supplémentaire, 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.

Elle 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 presqu'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 son 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'efficience 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 d'audit du Conseil d'administration.

Évaluation des risques Groupe structurant pour le plan de vigilance en 2021

L'application de cette démarche conduit, à l'échelle du groupe EDF, aux risques principaux présentés dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

Parmi eux plusieurs risques sont structurants pour l'orientation du plan de vigilance :

- risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (voir section 2.2 – 1D « 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 ;
- adaptation au changement climatique – risques physiques et risques de transition (3B) : ce risque comporte notamment un volet portant sur les impacts des activités du Groupe sur le climat (voir section 3.1.3.2.3 « L'approche par scénarios pour vérifier la résilience de l'entreprise ») ;
- atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (4G), et focus spécifiques à la sûreté nucléaire (5C) et à la sûreté hydraulique (4E) ;
- maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (4A) : ce risque inclut un volet relatif aux impacts potentiels des projets sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité ;
- continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (4B) : ce risque inclut spécifiquement la mise en œuvre d'actions de vigilance lors de la contractualisation et du suivi des contrats.

Les risques spécifiques au devoir de vigilance sont détaillés par domaine dans la section 3.9.6 « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation ».

3.9.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2021

Début 2021, une démarche d'inventaire, de revue et de diagnostic des processus internes du Groupe a été mise en œuvre afin de mesurer le degré de déploiement du plan de vigilance et son efficience. Plusieurs chantiers et actions ont été initiés dans une démarche d'amélioration continue :

Constitution, promotion et publication d'un 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 section 3.9.2 « 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 edf.fr (https://www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/engagements/2021/rse/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf)

Meilleure intégration du devoir de vigilance dans le processus d'investissement

La prise en compte du devoir de vigilance, et du référentiel Groupe associé, est systématiquement intégrée à l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG). Concrètement, cela prend la forme d'identification des risques associés aux projets, tant pour les activités developpées que pour les relations fournisseurs envisagées dans le cadre du projet (voir section 3.9.6. « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation – Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance »).

Cette identification est facilitée par la construction d'une grille, mise à disposition en 2021, 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.

Fiabilisation de l'analyse des risques pays

Le Groupe a développé en interne un outil de profilage des pays permettant d'apprécier le contexte d'un pays en termes de risques liés au devoir de vigilance. Il rassemble les valeurs de huit indicateurs (tels que *le Gender Gap Index* ou *le Children's Rights in the Workplace Index*) pour plus de 180 pays couvrant les trois thématiques du Devoir de Vigilance (Droits de l'Homme, Environnement, Santé et Sécurité) mais aussi la situation socio-économique.

(1) Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale.

Pour compléter cet outil, le Groupe a également souscrit à *Verisk Maplecroft*© pour avoir accès à 13 indices droits humains 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.

Intégration renforcée du Devoir de Vigilance dans le processus achats de la Direction des Achats Groupe

La Direction des Achats Groupe a procédé à une revue dédiée 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 : 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 (voir section 3.4.2.3.2 « Relations durables et équilibrées – Processus achats responsables »). La suite de cette revue se déroulera en 2022 et contribuera à améliorer l'intégration du devoir de vigilance à tous les niveaux de la contractualisation.

Sensibilisation et formation des salariés et managers du Groupe

Afin de sensibiliser les *managers* du Groupe, un programme de *road shows* internes a été organisé tout au long de l'année dans les Comités exécutifs et de direction des filiales et directions les plus exposées. Ces road shows visent à rappeler les fondements et obligations de la loi, l'organisation dédiée du Groupe, ainsi qu'un exposé sur le contentieux en cours fondé sur le devoir de vigilance concernant un projet d'EDF Renouvelables au Mexique (voir section 3.9.6.1.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre »).

En parallèle du réseau des Responsables Devoir de Vigilance nommés dans les entités concernées du Groupe, une coordination renforcée a été mise en place entre les différents réseaux internes d'EDF relatifs au Développement durable (*corporate* et activités internationales), à l'Ethique et conformité et au Contrôle interne, afin de promouvoir le devoir de vigilance dans toutes les sphères pouvant être exposées et/ou contributrices.

En septembre 2021, le Groupe a développé un module *e-learning* dédié au devoir de vigilance pour sensibiliser et aider au déploiement du plan de vigilance du Groupe. Le module visant à toucher le maximum de *managers* et chefs de projet est disponible en français et en anglais. Il propose une définition du devoir de vigilance, de son périmètre d'application, des acteurs concernés et des obligations associées, une identification des risques et des actions de remédiation au travers d'exemples concrets relatifs aux activités du Groupe. L'organisation du Groupe sur le devoir de vigilance, ainsi que celle du processus d'alerte est également détaillée. À fin décembre 2021, environ 500 personnes se sont inscrites pour suivre le module.

Visibilité accrue du Plan de Vigilance et de son référentiel sur le site Internet du Groupe

Pour répondre aux demandes des parties prenantes, le Groupe a refondu la partie de son site Internet dédiée au Devoir de Vigilance afin d'appréhender rapidement le Plan de vigilance du Groupe, le Référentiel associé et l'organisation mise en place.

Ces actions menées en 2021 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.

3.9.6 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 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), ainsi qu'au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI), sous forme d'identification des risques associés aux projets, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte.

Outre ces mesures d'atténuation structurelles, le Groupe a renforcé en 2021 l'ensemble de ces mesures sur la base son plan d'action en matière de devoir de vigilance, validé annuellement.

3.9.6.1 Droits humains et libertés fondamentales

3.9.6.1.1 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, appréciés en fonction des activités du Groupe et des pays où l'entreprise et ses filiales opèrent.

Deux catégories de risques saillants relatifs aux Droits humains et libertés fondamentales ont été identifiées :

- au niveau transverse/global : Risques liés au harcèlement et à la discrimination ;
- au niveau des activités et projets du Groupe à l'international et en particulier dans les zones géographiques dont les pratiques et situations locales, ainsi que les législations sont moins exigeantes que les standards des pays de l'OCDE :
  - risque d'atteinte aux droits des communautés locales :

    Ces risques sont liés notamment aux enjeux fonciers et de déplacements de populations ou encore à des conséquences de consultation inadéquate des communautés locales et en particuliers autochtones,
  - risque d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail décentes sur les chantiers du Groupe,
  - risques liés à l'emploi de forces de sécurité concernant les projets à proximité de zones de conflit ou de régime sécuritaire.

3.9.6.1.2 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 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

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 (voir section 3.3.2.2.2 « La prévention du harcèlement et de la discrimination »).

Lutter contre le sexisme et contre toutes les formes de discriminations

Le groupe EDF s'engage 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. Parmi les nombreuses actions de prévention décrite dans la section 3.3.3 « Égalité, diversité et inclusion », les grandes actions de prévention et d'atténuation suivantes sont

(1) IFC : International Finance Corporation. WB : World Bank. ADB : Asian Development Bank.

menées par le Groupe :

EDF et plusieurs filiales ont souhaité se doter d'une certification internationale (Label GEEIS, renouvelable tous les quatre ans) pour évaluer la qualité et la pertinence de leurs engagements en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes. Ce label a été renouvelé en 2019 et pour la première fois étendu à l'ensemble des autres champs d'action du Groupe en matière de diversité et d'inclusion. La signature d'une charte d'engagement GEEIS marque ainsi 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.

Le groupe EDF s'est engagé à prévenir et lutter contre toutes les formes de violences envers les femmes, qu'il s'agisse de 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 Ressources Humaines sur les sujets du sexisme, du harcèlement moral et sexuel. Ainsi, avec le concours du réseau « ÉNERGIES mixité ! », un nouveau « baromètre sexisme » a été mis en place en 2021, dans le cadre de l'initiative interentreprises #StOpE dont EDF est membre depuis l'origine. 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 ». En 2021, EDF a pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 102 salariées victimes de violences domestiques.

En termes d'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, EDF s'engage avec le 11e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, qui porte sur la période 2019-2022. Les enjeux à maîtriser évoluent en effet au fil du temps, comme par exemple le cas de l'enjeu numérique (*e-learning* « l'accessibilité numérique à toutes les étapes d'un projet »), érigé en priorité des derniers accords handicap d'EDF.

Afin de prévenir les situations de discrimination raciale, le groupe EDF a abordé en 2021 la question des origines, et plus précisément du racisme en entreprise dans un document repère à l'attention de ses *managers* et de ses Responsables Ressources Humaines.

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.

EDF est également partenaire de l'Autre Cercle [1], signataire de la charte LGBT+ et de l'association Energay [2]. Un document repères « le respect des orientations sexuelles en entreprise » a été publié. 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.

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.

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

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, l'ensemble des engagements du Groupe relatifs aux droits humains est décrit en section 3.3.2.3 « Droits humains ».

La mise en œuvre de ces engagements s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, tels que notamment :

1. 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 ;
2. l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet ;
3. 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 RSE, 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 ;
4. la mise en œuvre de 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).

En fonction du contexte du projet, une Étude d'Impact sur les Droits Humains (EIDH – *Human Rights Impacts Assesment and Management*) est réalisée. Elle s'appuie sur les principes définis par les *UN Guiding Principles on Business and Human Rights*, tels que déclinés par exemple par le Danish Institute on 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 dans cette thématique, et pilotées par les référents internes RSE de 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 RSE, référent RSE 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.

Concernant les conditions de travail décentes, des missions d'inspection et d'audit externes réalisées sur les chantiers des projets à financements internationaux (comme pour le projet Nachtigal) permettent au Groupe de détecter à chaque stade de la vie du projet des manquements aux engagements du Groupe.

Au niveau des processus de décision d'investissement, la prise en compte des droits humains, au travers du référentiel rassemblant les engagements du Groupe, est systématiquement intégrée à l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ainsi qu'au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI). Cela prend la forme d'identification des risques de droits humains associés aux projets, tant pour les activités développées, que pour les relations fournisseurs envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la construction d'une grille, mise à disposition en 2021, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements 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. Tous les engagements et exigences du Groupe en matière de droits humains sont traités, tel que le respect des conventions fondamentales de l'OIT (concernant le travail des enfants, le travail forcé, la liberté d'association, les discriminations), les droits des communautés locales ou les conditions de sécurité et sanitaires pour les populations concernées.

En termes opérationnels, plusieurs projets sont présentés dans la section 3.3.2.3.4 « La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains » dont :

- projet de développement d'un parc solaire en Inde :

  Lors du développement du parc solaire d'EDF Renouvelables à Bap Tehsil en Inde, le dialogue avec les communautés locales a permis :

  - › évitement des impacts : une route de contournement a été construite pour éviter les perturbations de circulation dans le village,
  - › atténuation des impacts : la conception de l'usine a été revue pour préserver les arbres conformément aux demandes des communautés locales,
  - › compensation des impacts : des investissements communautaires ont été réalisés, comme la création d'un bassin d'eau dans le village,
  - › pendant la phase d'exploitation, le dialogue et les investissements se sont poursuivis : un budget social est consacré chaque année à des programmes tels que l'amélioration sanitaire des bâtiments scolaires, la fourniture de ventilateurs, de matériel sportif aux étudiants et de vélos aux villageois les plus pauvres. Le développement du projet a également créé des opportunités d'emploi pour les personnes riveraines ;

(1) L'Autre Cercle est une association LGBT (Lesbienne Gay Bi et Trans) dont l'objet principal est de lutter contre les discriminations dans le monde du travail. www.autrecercle.org
(2) Energay est l'association LGBT des industries électriques et gazières et de leurs amis-es www.energay.org

- projet hydroélectrique au Cameroun :

  En plus du dispositif d'alertes éthiques du groupe EDF, les projets développent des dispositifs locaux de gestion des plaintes afin de garantir que les communautés, subissant les impacts directs et indirects des projets, puissent faire part de leurs préoccupations et les voir traitées. Conformément aux normes internationales environnementales et sociales, le projet hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun a mis en place depuis avril 2015 un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes. Chacun peut les adresser par écrit, oralement ou par procuration, dans toutes les langues locales de la zone d'intervention du projet, ainsi que dans les langues officielles du pays. Les réclamations sont enregistrées dans le registre des requêtes et des plaintes du projet. Une fois enregistrée, et si la plainte concerne les engagements, les activités, la responsabilité ou le mandat du projet, une enquête est initiée pour déterminer le fondement de la plainte. Le projet propose alors un traitement au plaignant. Un Comité de médiation peut intervenir si le plaignant n'est pas satisfait du traitement appliqué. Enfin, une commission de recours peut être sollicitée si le plaignant n'est pas satisfait de la solution proposée par le Comité de médiation ;

- au Myanmar :

  EDF s'est investi dans des projets depuis le début du processus de démocratisation du pays afin de participer au besoin en électricité de la population dont 40 % ne peut y avoir accès. Le Groupe a pris part à un consortium dédié au projet de développement d'un ouvrage hydroélectrique Shweli 3, ainsi qu'au développement du premier *microgrid* du Myanmar, sans aucune subvention gouvernementale. Le 1er février 2021, le consortium Shewli 3 a décidé de suspendre le développement du projet (comprenant également les activités de ses sous-traitants dans le cadre du projet), le respect des droits humains ne pouvant plus être assuré ;

- 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. La procédure de consultation autochtone menée par les autorités mexicaines a été suspendue suite au tremblement de terre en 2018, et depuis 2020 en raison de la crise sanitaire de la Covid-19. Le processus est désormais sur le point d'entrer dans la phase de la délibération par la communauté autochtone. 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 assignée 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 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. Les requérants ont interjeté appel du jugement rendu par le juge de la mise en état. Le Tribunal a proposé le recours à une médiation, ce qu'EDF a favorablement accueilli.

  Un site Internet dédié au projet est disponible en anglais et en espagnol : https://www.gunaa-sicaru.com/.

3.9.6.2 Environnement

3.9.6.2.1 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 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 »). 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.

L'actualisation de la cartographie des risques 2021 conforte l'analyse des risques 2020 et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. 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.

Les risques environnementaux saillants sont les suivants :

Risques saillants	Activités de production les plus concernées
• L'impact sur le climat : 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. • La préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes. • La gestion de la ressource en eau.	Activités de production d'électricité (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)

3.9.6.2.2 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 SME, sa politique de RSE qui engage 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 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 chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » et section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE »).

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité [1] du Groupe met en place une démarche de *management* environnemental adaptée à ses propres enjeux.

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* extra-financier obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la DDD 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 87 % par un SME certifié.

(1) Sociétés ayant des activités industrielles, opérationnelles (installation, exploitation, maintenance), d'ingénierie et de distribution et de commercialisation de biens et services.

En 2021, les résultats des audits de certification menés par l'AFNOR mettent en évidence 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 insistent sur le renforcement des ambitions du Groupe, notamment quant aux enjeux liés au CO2 et à la biodiversité, et constatent les progrès réalisés dans la maîtrise des impacts environnementaux dans les métiers. Ces audits ont permis de dégager 14 Non-Conformités mineures. Les progrès sont encore attendus sur une meilleure prise en compte de la perspective de cycle de vie dans la mise en œuvre des projets et des pratiques (passer de la maîtrise à l'évitement), le développement d'indicateurs de performance plutôt que de surveillance, l'harmonisation des pratiques liées à la maîtrise des fournisseurs et sous-traitants et un renforcement de la maîtrise des risques et de la capacité à réagir des sites au niveau de certaines filiales.

Prévenir l'impact sur le climat

Le groupe EDF reconnaît l'urgence d'agir 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 CO_2 du Groupe a été validée par *Science Based Targets*. Le groupe EDF a mis en place une gouvernance dédiée, conforme aux meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate related Financial Disclosure* (TCFD). La stratégie climatique du Groupe, alignée avec CAP 2030, s'accompagne de quatre engagements RSE : une trajectoire carbone ambitieuse, des solutions de compensation carbone, l'adaptation au changement climatique, le développement des usages de l'électricité et de services énergétiques innovants, qui forme le plan de transition climatique du groupe EDF (voir section 3.1.1 « Trajectoire Carbone du Groupe »).

Trajectoire carbone du Groupe

Neutralité carbone à 2050

Le groupe EDF a été l'un des premiers à se fixer, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Cet engagement a été renforcé et précisé en mars 2020. Il se traduit concrètement par :

- émissions directes : réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050 ;
- émissions indirectes : réduction des émissions indirectes aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales ;
- émissions résiduelles : mise en place de projets à émissions négatives afin de compenser les émissions résiduelles du Groupe à cet horizon.

Cet engagement couvre les émissions de tous les gaz à effet de serre sur l'ensemble des scopes (1, 2 et 3) et pour toutes les activités du Groupe sur l'ensemble des régions géographiques.

Objectifs à 2030 reconnus par l'initiative SBTi

En 2020, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scopes 2 et 3). Le 7 décembre 2020, ces objectifs ont été validés comme s'inscrivant dans une trajectoire *Well Below 2 °C* par l'initiative *Science Based Targets* [1] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique et récemment dévoilée [2]. Ainsi le groupe EDF s'engage sur les objectifs 2030 suivants :

- 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.e.* 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).

En cohérence avec ces objectifs validés par SBTi, le groupe EDF se fixe les objectifs 2030 complémentaires suivants : 25 $MtCO_2$ pour les émissions de scope 1 en 2030, une réduction de 28 % comparé à 2019 des émissions de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030.

Afin d'atteindre ces objectifs, une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été élaborée pour les trois scopes du groupe EDF. Cette trajectoire passe par un jalon fixé en 2023, qui se traduit par les objectifs intermédiaires suivants :

- 28 à 30 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2023 (la fourchette tient notamment compte des incertitudes sur les scénarios post-crise sanitaire) ;
- réduction de 23 %, 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.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals ;
- réduction de 10 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals et réduction de 8 % de l'ensemble du scope 3 du Groupe.

Ces objectifs 2023 et 2030 sur les émissions directes et indirectes du Groupe ont été traduits en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et des entités du Groupe (voir section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »).

Principales mesures mises en œuvre pour atteindre cette trajectoire

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses cibles d'émissions sur les trois scopes, sont les suivantes [3] :

(1) Initiative lancée suite à l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, UN Global Compact, World Ressources Institute et World Wild Fund.
(2) Setting 1,5°C aligned science based targets – quick start guide for electricity utilities, CDP juin 2020.
(3) À noter qu'Enedis expérimente également des Groupes Électrogènes zero 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 CO_2 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.

Feuille de route de la réduction des émissions directes de GES

FEUILLE DE ROUTE DE LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DIRECTES DE GES DU GROUPE			
Sujet	Action	Section URD	Impact sur la trajectoire de décarbonation*
Fermeture charbon	Plus aucune production électrique à base de charbon en 2030.	3.1.1.3.1	-- 60 %
Substitution du fioul en territoires insulaires	Remplacement du fioul des installations thermiques existantes par des combustibles moins carbonés (biomasse liquide et éventuellement gaz) dans le cadre de leur PPE.	3.1.1.3.2	-- 15 %
Verdissement des réseaux de chaleur	Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe : biomasse, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie	3.1.1.3.3	-- 10-15 %
Limitation des émissions du thermique	Application de critères stricts sur le développement de tout nouveau projet de cycle combiné gaz par le Groupe, et réduction de l'appel des moyens existants du fait de la hausse des EnR.	3.1.1.3.5	-- 5-10 %
Émissions de SF_6 et de HFC	Actions de maîtrise et de réduction des émissions diffuses de SF6 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	< 1 %
Consommations des installations du Groupe	Maîtrise de la consommation énergétique des installations du Groupe	3.1.1.3.7	< 1 %
Flotte de véhicules du Groupe	Électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100	3.1.1.3.8	< 1 %

* *Contribution à la baisse de 25 $MtCO_2e$ entre 2017 et 2030 (réduction de 50 % des émissions du scope 1).*

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 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

Themes	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
EPR	Mise en service de 5 EPR d'ici 2030 (FA3, HPC et TSH) et engagement de nouveaux EPR2 et d'un SMR	3.1.1.4.3
Développement des EnR	Doublement des capacités installées en énergie renouvelables, y compris hydraulique, entre 2015 et 2030, pour atteindre 60 GW nets en 2030	3.1.1.4.4
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	3.1.4.1.5

Réduction des émissions indirectes de GES du Groupe

Feuille de route de la réduction des émissions indirectes de GES du Groupe

Sujet	Action	Section URD	Impact sur la trajectoire de décarbonation*
Émissions des achats d'électricité pour revente aux clients finals	Verdissement (recours à des *Power Purchase Agreement* en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finals dans les pays dont l'électricité présente une forte intensité carbone	3.1.4.2.3	-- 15 %
Émissions de combustion du gaz vendu aux clients finals (utilisation des produits vendus)	Accompagnement des clients gaz 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	3.1.4	-- 60 %
Déplacements des collaborateurs	Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre notamment de la politique de Voyages du Groupe	3.2.4.3.3	< 1 %
Investissements	Désinvestissement des actifs non contrôlés de production carbonée		-- 25 %

* *Contribution à l'atteinte de l'objectif de réduction de 28 % des émissions du scope 3 entre 2019 et 2030.*

Prévenir l'impact d'EDF sur l'air, l'eau, les sols, la biodiversité et la production de déchets

Engagement du Groupe pour la biodiversité

Engagé de longue date à travers une politique dédiée, le groupe EDF vise systématiquement à minimiser l'impact de ses activités sur la biodiversité. Aujourd'hui, cette ambition se traduit notamment dans son engagement autour de deux dispositifs (voir section 3.2.1.1 « Engagement et politique du groupe EDF »).

Engagements biodiversité 2020-2022	En France : initiative *Entreprises Engagées pour la Nature* (EEN) portée par l'Office français de la Biodiversité (OFB).	• Engagements SMART (Spécifiques, Mesurables, Additionnels, Réalistes, Temporellement encadrés).
	À l'international : initiative *act4nature International* initiée par l'Association Française des Entreprises pour l'Environnement (EpE).	• Thématiques d'engagement : Réduction de la contribution aux facteurs de pressions IPBES ; renforcement et partage des connaissances scientifiques ; sensibilisation et gouvernance.

Ces engagements couvrent l'ensemble des métiers du Groupe, sur l'ensemble des zones géographiques et sur le périmètre des activités opérationnelles qui présentent des enjeux biodiversité.

La plupart des pressions exercées sur la biodiversité sont strictement encadrées par la réglementation. La plupart d'entre elles sont strictement encadrées par la réglementation. Le rapport de l'IPBES 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. EDF a construit son programme d'action en vue de minimiser son impact sur chacun de ces facteurs (voir section 3.2.1.3 « L'action du Groupe ») qui consiste à :

- réduire la contribution de ses activités à ces facteurs de pression majeure en intégrant les enjeux de biodiversité tout au long du parcours d'ingénierie et de l'exploitation, et dès la conception des projets, en vue de privilégier l'évitement et la réduction et en réduisant son empreinte sur les ressources naturelles (voir section 3.2.1.3.1 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs ») ;
- recréer des espaces de conditions favorables à la biodiversité (voir section 3.2.1.3.2 « Recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ») ;
- préserver et restaurer les milieux en gérant les espaces naturels intégrés au foncier du Groupe et en mettant en œuvre une gestion écologique positive (voir section 3.2.1.3.3 « Renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager ») ;

Engagement du Groupe pour protéger et gérer les ressources naturelles impactées par ses activités au travers d'une gestion responsable du foncier et d'une gestion intégrée et durable de l'eau :

Le Groupe accorde la plus grande importance à la sobriété foncière et veut agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou dont il dispose en concession. Dans ce cadre, les entités du Groupe veillent à limiter l'artificialisation et l'imperméabilisation des sols, à optimiser et valoriser le foncier en conformité avec la réglementation, notamment par la mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier. Les entités attachent la plus grande importance à la prévention des risques de pollutions (voir section 3.2.2 « Gestion responsable du foncier »).

En tant que gestionnaire de barrages et réservoirs et utilisateur important de la ressource en eau, le groupe EDF agit en faveur d'une gestion intégrée et responsable de l'eau. En France métropolitaine, les barrages exploités par EDF permettent le stockage de plus de 7 milliards de mètres cubes d'eau soit 70 % du volume d'eau artificiellement stocké en France. Le Groupe s'engage à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable, tant au plan quantitatif (voir section 3.2.3.1 « Soutenabilité de nos usages de l'eau ») que qualitatif et à partager l'eau au sein des 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 (voir section 3.2.3.2 « Gestion intégrée et partagée de l'eau »).

Pour les impacts sur la qualité de l'air, voir la section 3.3.1.5.2 « Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine »).

Engagements du Groupe vis-à-vis des déchets et de 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. Le Groupe s'engage à favoriser une approche d'économie circulaire ; éviter la production de déchets conventionnels [1] et favoriser le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur ; utiliser ces déchets par une réaffectation des usages en interne à l'entreprise lors des nouveaux aménagements, ou dans des filières de valorisations agréées ; et assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs (voir section 3.2.4 « Déchets et économie circulaire »).

3.9.6.3 Santé-Sécurité

3.9.6.3.1 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 section 2.2.4- 4C « Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) »).

Les risques saillants sont :

- les accidents du travail, les maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit) ;
- les troubles musculo-squelettiques, les troubles anxio-dépressifs, dont le stress.

Les risques saillants sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir section 2.2.4- 4C « 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 sections 2.2.4- 4E « Atteinte à la sûreté hydraulique », 2.2.4-4G « Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité », 2.2.5-5C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire »). Ils portent principalement sur :

- la sûreté des installations nucléaires et hydrauliques ;
- la qualité de l'air, les nuisances sonores et acoustiques.

3.9.6.3.2 Principales mesures d'atténuation, de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Déploiement de la Politique Santé-sécurité

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à la santé et à la sécurité de ses salariés et sous-traitants intervenant sur ses sites, le Groupe s'appuie sur une politique Santé et Sécurité adoptée en 2018 et actualisée en 2021. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF, 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 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 10 règles vitales du Groupe et le cadre de référence du *management* de la santé sécurité BEST (*Building Excellence in Safety Together*), enrichi de nouvelles pratiques ayant fait leurs preuves dans plusieurs entités. Elle s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés. Une revue des résultats santé sécurité et de suivi des plans d'actions est réalisée régulièrement par le Comité exécutif (voir section 3.3.1.3.1 « Politique santé sécurité »).

Dix règles vitales ont été identifiées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur les 30 dernières années. La revue organisée en février 2021 par le Comité stratégique Santé Sécurité a permis de constater que

(1) Concernant le gaspillage alimentaire, EDF ne considère pas cette information comme une information significative. Au regard de son analyse de matérialité, EDF n'est pas matérielles les informations liées aux modifications de l'art. L. 225-102-1 du Code de commerce, s'agissant de la précarité alimentaire, du bien-être animal et de l'alimentation responsable, équitable et durable.

100 % du périmètre du Groupe avait réalisé une autoévaluation de son système de *management* santé sécurité selon le cadre de référence BEST.

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. 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. Près de 70 % 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 2021, le critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF a porté sur la réduction du nombre de blessés liés aux HPE et le développement des analyses de ces événements.

La politique actualisée renforce la dynamique de progrès avec nos prestataires. Quatre fiches actions ou « atouts » ont été élaborées dans ce sens. (voir section 3.3.1.3.3 « Accidents du travail »).

La Politique Santé Sécurité fixe aussi un cadre pour progresser sur le sujet de la santé. Les progrès sont suivis au travers de l'évolution de l'indicateur de l'absentéisme maladie.

EDF est engagée 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 partenaires sociaux, les *managers*, les préventeurs et les responsables des ressources humaines dans une approche pluridisciplinaire. Cette approche trouve son illustration au travers des accords sociaux qui intègrent une large place à la santé, comme c'est le cas de l'accord TAMA « Travailler Autrement Manager Autrement », tant pour les nouvelles formes de travail qu'au travers des enseignements tirés de la crise sanitaire. Les *managers* sont invités à être attentifs aux signaux faibles liés notamment à l'isolement et l'éloignement pour les équipes en travail à distance. Les équipes médicales sont encouragées à s'engager dans les campagnes vaccinales (Covid, grippe) lancées par les pouvoirs publics pour protéger nos salariés qui le souhaitent.

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.

Les Directions opérationnelles intègrent les troubles musculo-squelettiques, 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 des maladies professionnelles.

La prévention des risques psychosociaux et socio-organisationnels est basée sur l'exploitation de l'enquête de perception des salariés (MyEDF) lue à tous les niveaux de l'organisation selon la grille Gollac, 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.

Une offre de service couvrant différents champs : de l'aide au diagnostic, à la formation et aussi à la gestion de situations complexes voire de situations de stress post-traumatique est mise à disposition des entités pour les accompagner.

D'autre part, le développement de la confiance et de la responsabilisation dans les collectifs de travail, donne l'opportunité de faire discuter les équipes sur le sujet de leur sécurité et de leur santé.

Le groupe EDF a élaboré un guide à destination des entités pour qu'elles développent le maintien et le retour au travail des salariés qui ont pu connaître des difficultés de santé. Cette démarche qui s'appuie sur la mise en place de visite de prépreprise avec les équipes médicales et la réalisation d'entretiens de retour entre les salariés et les *managers* vise à prévenir le risque de désinsertion professionnelle.

Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques

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 et audits OSART) conduits par les experts de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA). En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Ils veillent au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives. La politique « Sûreté Nucléaire du groupe EDF » a été redefinie en 2021. 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 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ». La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. 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 ».

La qualité de l'air, les nuisances sonores et lumineuses

Le Groupe concrétise ses engagements en procédant aux fermetures des centrales produisant de l'électricité à partir de charbon (voir la section 3.1.1.3.1 « Une production électrique à base de charbon qui représente 0,7 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030 »). En parallèle, 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. Grâce à son futur système de traitement des fumées, le projet de CCG d'Edison en Italie, Marghera Levante (780 MW avec un rendement de 63 %), qui devrait être mis en service en 2022, émettra une quantité de NO_x équivalente à 30 % de la limite de l'installation actuelle. EDF 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 (voir section 3.3.1.5.2 « Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine » et 3.3.1.5.3 « Améliorer la qualité de l'air intérieur des bâtiments »).

Les nuisances sonores et lumineuses

S'agissant plus particulièrement 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 réalisées dans l'environnement des centrales nucléaires, à raison de deux sites par an.

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. Une même vigilance à l'égard des pollutions sonores existe dans les filiales du Groupe, internationales ou françaises.

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.

3.9.6.4 Fournisseurs et sous-traitants

3.9.6.4.1 Identification des risques saillants

Les risques saillants relatifs au devoir de vigilance concernant les fournisseurs 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 méthodologie prend en compte tous les volets environnementaux, relations et conditions de travail, 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 (voir section 3.4.2.3 « Contribution au développement par les achats »).

Cette analyse de risques couvre environ 11 000 fournisseurs ayant un contrat avec EDF. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France et 98,5 % en Europe.

Les risques sont évalués par catégorie d'achat. L'évaluation et la priorisation des risques est fondée 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 sécurité, à l'éthique, aux déchets, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 15 % des catégories d'achats analysées sont classés à risque « résiduel majeur » ; 50 % sont classés à risque « résiduel significatif » ; 35 % sont classés à risque « résiduel limité ».

Parmi les catégories d'achats analysées et classées à risques résiduels majeurs, les catégories les plus importantes en montant sont les suivantes :

- prestations et matériels IT et électroniques concernant les risques droits humains en lien avec la *supply chain* ;
- prestations de travaux et maintenance en environnement industriel concernant le risque sécurité accru ;
- prestations de déconstruction/dépollution concernant le risque environnement (production de déchets).

Certaines catégories moins volumineuses y figurent également comme la billetterie aérienne.

En 2021, les risques droits humains en lien avec la *supply chain* ont été précisés sur les domaines d'achat du textile, des matériels informatiques, du contrôle/commande et des panneaux solaires concernant les risques de travail forcé.

3.9.6.4.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

La nouvelle politique fournisseurs du Groupe, adoptée en octobre 2021, définit les principes partagés que les cadres dirigeants des différentes entités ont la responsabilité de mettre en œuvre s'agissant des achats et du *contract management*. Elle met l'accent sur les exigences du Groupe en termes de RSE et décline la raison d'être du Groupe et ses engagements sous l'angle des achats responsables, du recours aux secteurs adapté et protégé, de l'ancrage territorial et de la sensibilisation des fournisseurs.

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.

Quand elles ne déclinent pas directement ces outils, les grandes Directions ou grandes filiales du Groupe ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques et sont décrites dans la section 3.4.2.3.2 « Relations durables et équilibrées – Autres modalités pratiquées au sein du Groupe ».

La Direction des Achats Groupe d'EDF prend en compte la RSE dans ses relations avec ses fournisseurs selon les principes d'engagements du fournisseur à travers :

- 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 et 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 ;
- l'intégration d'une clause développement durable couvrant les engagements environnementaux, droits humains et de santé-sécurité dans les Conditions Générales d'Achats ;
- l'intégration systématique d'une Charte Développement Durable entre EDF et ses fournisseurs comme pièce constitutive des marchés;
- développement de Partenariats Productivité ;
- surveillance du respect de ces principes par les fournisseurs (voir section 3.4.2.3.3).

Évaluations des fournisseurs

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) et de fiches d'évaluation fournisseur (FEF).

Les audits documentaires sont renseignés et documentés par le fournisseur, ils font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Les questionnaires portent sur l'ensemble des champs de la RSE ; certains sont conçus sur mesure afin de prendre en compte les problématiques catégorielles. En 2021, ce sont principalement les fournisseurs des catégories à risques (mobilité et prestataires intervenant sur les sites nucléaires) qui ont été questionnés. Il est à noter que des fournisseurs ont également été interrogés à la demande de Responsables Catégories Achats (hébergement).

Fin 2021, un questionnaire spécifique aux droits humains a été développé avec l'AFNOR et adressé à tous les fournisseurs ayant un contrat en cours relevant de catégories d'achats visées dans des rapports internationaux sur le non-respect de droits humains ou citées expressément par ces derniers, dans les domaines du textile, des matériels informatiques, du contrôle-commande et IT. Concernant les achats de panneaux solaires, EDF Renouvelable a déployé en 2021 un questionnaire dédié aux Droits humains destiné à ses fournisseurs.

À fin 2021, 3 000 fournisseurs ont été questionnés par la plateforme ACESIA, dont un millier a été contrôlé. Les évaluations se sont avérées « satisfaisantes » dans 63 % des questionnaires contrôlés. 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.

Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale et environnementale.

Des audits sur place couvrent l'ensemble des champs de la RSE : politiques, engagements et pratiques environnementaux, sociaux et éthiques. Ces audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants. Les audits RSE sont déclenchés sur la base du retour d'expérience sur les conditions d'exécution des contrats, capitalisé par les Responsables Catégories d'Achats notamment et de la cartographie des risques fournisseurs.

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).

En 2021, 52 audits RSE sur place ont été réalisés dont 67 % hors de France. 60 % ont eu un résultat « satisfaisant », 34 % un résultat « acceptable avec commentaire » et 6 % un résultat « insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs. Une large part d'audits RSE a été réalisée dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la catégorie « vêtements de travail ». Les notations globales « Insuffisant » ou « Non Satisfaisant » des sites de production audités ont conduit à l'exclusion de la *supply chain* du fournisseur postulant. Les résultats de cette campagne spécifique, réalisée sur des sites principalement en dehors de la France, sont assez hétérogènes. Des bonnes pratiques ont été relevées sur plusieurs sites (certifications et labels volontaires, politique de l'emploi/rémunération volontariste, bonne gestion des produits chimiques). Cependant les écarts liés à la rémunération, aux temps de travail, et à la sécurité (absence de vérification périodique de protections collectives, inadaptation des EPI), y compris en Europe. Parmi les audits RSE 2021, la totalité des résultats Insuffisants portent sur la catégorie textile.

Concernant les audits réalisés sur les autres catégories d'achats, les résultats globaux font état, dans la continuité des années passées, d'une bonne gestion des risques opérationnels en matière de sécurité et environnement, s'appuyant notamment sur des certifications structurantes et une culture sécurité forte. Des bonnes pratiques et opportunités ont été relevées telles que : challenge innovation en interne, recherche d'amélioration sur les champs de l'eco-conception ou de la réduction de gaz à effet de serre. Les points de progrès portent toujours sur la prise en compte de critères RSE dans la *supply chain* des titulaires eux-mêmes. Les mises en œuvre des politiques et engagements RSE existants peinent à être déclinées sur les sites (formation, déploiement achats responsables…). Les exigences d'EDF sur ces sujets sont encore à promouvoir dans les entreprises auditées.

Approvisionnement en charbon et uranium

Dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un promoteur actif de *Bettercoal* [1], l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont elle a été membre fondateur. 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 humains 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*, favorisant ainsi le développement de l'influence de l'initiative en Asie. En 2021, 92 % des approvisionnements en charbon fournis par JERAT au groupe EDF provenaient d'exploitants ayant adopté l'initiative *Bettercoal* et 8 % d'exploitants nord-américains.

(1) bettercoal.org

Concernant la chaîne d'approvisionnement en uranium, les contrats contiennent des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les exigences d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. 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 (voir la section 3.4.2.3.3 « Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon »).

Ce dispositif d'audits 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). 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 minière (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) et l'environnement, compris dans son acception la plus large (eau, diversité, déchets, réhabilitation des sites après extraction). EDF réalise chaque année ses audits de mines *via* des moyens internes (2 audits par an). 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 CO_2) 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. Le programme d'audit 2021, après une suspension en 2020, compte tenu de la crise sanitaire internationale, a repris en août 2021 en distanciel et en octobre 2021 avec la mise en œuvre d'un audit sur site.

3.9.7 Système d'alerte du Groupe

Périmètre

Le système d'alerte du groupe EDF est un dispositif unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin II et de la loi sur le devoir de vigilance, ainsi que ceux émanant de salariés alléguant de faits de harcèlement et discrimination.

Le dispositif d'alerte Groupe bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception d'Enedis et de RTE [1] qui disposent de leur propre dispositif d'alerte.

Dispositif

Tout alerteur peut choisir d'utiliser le dispositif 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 dispositif d'alerte Groupe, géré à partir d'une plateforme indépendante, est accessible *via* le site Internet du groupe EDF (https://www.bkms-system.com/bkwebanon/report/clientInfo ?cin=5edf6&c=-1&language=fre), en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger. Le lanceur d'alerte peut effectuer un signalement dans la langue de son choix.

Afin de répondre aux exigences des lois Sapin II et Devoir de vigilance, EDF a pris les mesures appropriées pour garantir une stricte confidentialité des données à caractère personnel de l'alerteur, de celles des personnes mises en cause ou citées ainsi que des faits signalés, en particulier en mettant en place un dispositif d'alerte hébergé sur une plateforme externe dédiée et sécurisée.

Le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses collaborateurs, seraient les auteurs ou les victimes.

Voir section 3.3.2.4 pour les modalités de fonctionnement du dispositif d'alerte.

Alertes effectuées en 2021

En 2021, au sein du Groupe (*via* le dispositif Groupe ou *via* tout autre canal), 247 alertes recevables ont été enregistrées (dont 39 dans le dispositif d'alerte Groupe). 157 alertes concernent des faits localisés en France et 90 à l'étranger. 95 concernent EDF et 152 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 47 % des alertes. En 2021, 71 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (en particulier, 14 licenciements suite à faits avérés de harcèlement-discrimination). 33 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

3.9.8 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 section 3.9.2 « 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. Les remontées annuelles de toutes les entités du Groupe font l'objet d'une analyse afin d'identifier les points d'attention dans le Groupe. Suite à l'analyse en 2021, une exigence essentielle de progrès a été décidée en COMEX pour améliorer le déploiement du devoir de vigilance dans le Groupe et qui a mené à la création du e-*learning* dédié (voir section 3.9.5. « Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2021 »).

Les Indicateurs permettant d'apprécier l'efficacité des mesures de prévention et d'atténuation du Groupe sont synthétisées et disponibles sur le site Internet du Groupe : https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers#indicateurs-es.

(1) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

95,2 %

TAUX DE PRESENCE
AU CONSEIL EN 2021

6,6

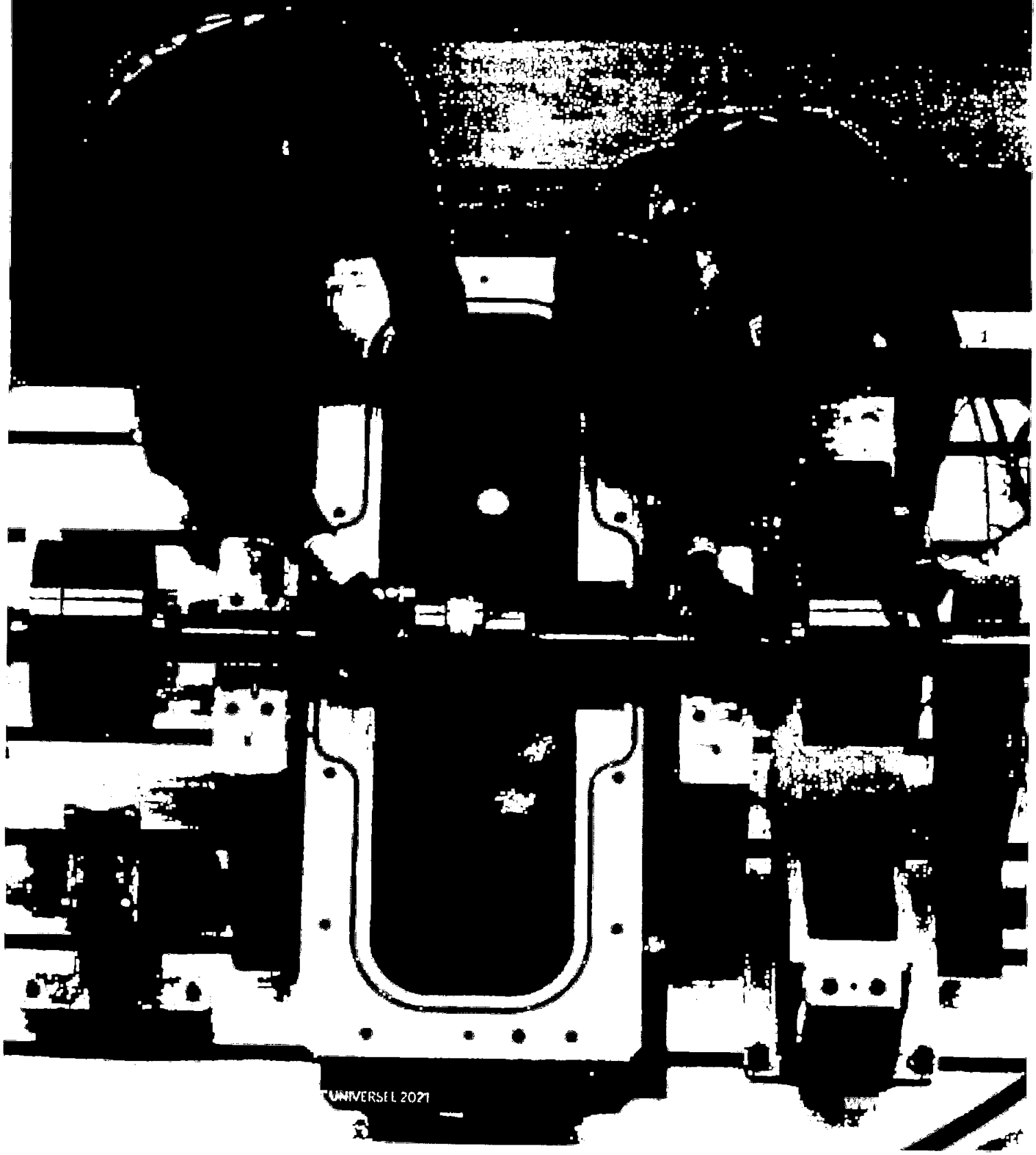
RATIO D'EQUITE
SALAIRE MOYEN ·

69 %

INDICE
D'ENGAGEMENT DES
SALARIES ·

22 000

NOMBRE DE SALARIÉS
AYANT PARTICIPÉ À LA
FRESQUE DU CLIMAT



UNIVERSEL 2021

4 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 266

4.2 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 267

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 268

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 281

4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration 286

4.3 DIRECTION GÉNÉRALE 292

4.3.1 Composition du Comité exécutif 292

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 292

4.4 CONFLITS D'INTÉRÊTS ET INTÉRÊTS DES MANDATAIRES SOCIAUX ET DES DIRIGEANTS 294

4.4.1 Conflits d'intérêts 294

4.4.2 Absence de condamnation 294

4.4.3 Contrats de service 294

4.5 PARTICIPATIONS DES MANDATAIRES SOCIAUX ET OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES EDF PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX ET LES DIRIGEANTS 295

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF 295

4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 295

4.6 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MANDATAIRES SOCIAUX - POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION 295

4.6.1 Politique de rémunération 296

4.6.2 Rémunération globale du Président-Directeur Général 298

4.6.3 Rémunération globale des administrateurs 299

4.6.4 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 299

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. 22-10-10 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. « Politique de rémunération applicable au 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
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 20 : *« [...] 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 sont allouées. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses rémunérations à leur acquisition. »*	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 versés 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 du Conseil d'administration 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.	Voir les sections 4.6.2 « Rémunération globale des administrateurs » et 4.5 « Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants ».
Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 23 : *« 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. »*	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.	Voir les sections 4.6.2 « Rémunération globale du Président-Directeur Général », 4.6.3 « Critères de mesure et de détermination des éléments de rémunération fixe, annuelle et variable, et des avantages ».
Règles de répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat Recommandation n° 21.1 : 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 dans les Comités.	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 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 4.6.2 « Rémunération globale des administrateurs ».

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

18 Administrateurs*

59,8 ans
ÂGE MOYEN

41,7 %
ADMINISTRATEURS INDÉPENDANT**

14
RÉUNIONS

95,2 %
TAUX DE PRÉSENCE

6 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale



Jean-Bernard LEVY
Président-Directeur Général
P



Nathalie COLLIN
Directrice Générale Adjointe et Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique du groupe La Poste
■



Bruno CREMEL
General Partner et Directeur Général Délégué de Partech Partners
▲ ■



Colette LEWINER
Administrateur professionnel
▲ ■



Claire PEDINI
Directrice Générale Adjointe Ressources humaines et transformation digitale de Saint-Gobain
▲ ■ P



Philippe PETITCOLIN
Administrateur de sociétés
▲ ■ ■

5 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État



Véronique BÉDAGUE-HAMILIUS
Directrice générale du groupe Nexity
■



François DELATTRE
Secrétaire général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères
■



Gilles DENOYEL
Président du conseil d'administration de Dexia
P



Marie-Christine LEPETIT
Chef de service de l'inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie, des finances et de la relance
P ■



Michèle ROUSSEAU
Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières
■ ■

6 Administrateurs élus par les salariés



Claire BORDENAVE
Administrateur salarié proposé par la CGT
■



Karine GRANGER
Administrateur salarié proposé par la CGT
■ ■ ■



Sandrine LHENRY
Administrateur salarié proposé par FO
■ ■ ■



Jean-Paul RIGNAC
Administrateur salarié proposé par la CGT
■



Vincent RODET
Administrateur salarié proposé par la CFDT
■ ■ ■ ■



Christian TAXIL
Administrateur salarié proposé par la CFE CGC
■ ■

1 Administrateur représentant de l'État



Martin VIAL
Commissaire aux participations de l'État rattaché au ministre de l'Économie et au ministre de l'Action et des comptes publics
■ ■

■ *Membre du Comité*
P *Président du Comité*
■ *Comité d'audit*
■ *Comité de la stratégie*
■ *Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance*
■ *Comité de suivi des engagements nucléaires*
■ *Comité de responsabilité d'entreprise*
▲ *Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF*

* Composition du Conseil à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel
** Hors administrateurs représentant les salariés

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, certains d'entre eux sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi 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 du 26 juillet 1983 [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] et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [3] ainsi que le Secrétaire du Comité social et économique central assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

Depuis le 1er janvier 2021 et jusqu'à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, les modifications et événements suivants sont intervenus 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
François Delattre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Renouvellement du mandat	Assemblée générale du 6 mai 2021
Marie-Christine Lepetit	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Renouvellement du mandat	Assemblée générale du 6 mai 2021
Colette Lewiner	Administratrice nommée par l'Assemblée générale	Renouvellement du mandat	Assemblée générale du 6 mai 2021
Michèle Rousseau	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Renouvellement du mandat	Assemblée générale du 6 mai 2021
Laurence Parisot	Administratrice nommée par l'Assemblée générale	Échéance du mandat	6 mai 2021
Nathalie Muller	Administratrice nommée par l'Assemblée générale	Nomination	Assemblée générale du 22 juillet 2021
Jacky Chorin	Administrateur élu par les salariés, parrainé par FO	Démission	28 juillet 2021
Sandrine Lhery	Administratrice élue par les salariés, parrainée par FO	Remplacement de Jacky Chorin *	28 juillet 2021

* *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.*

Véronique Bédague-Hamilius ayant fait part de son intention de démissionner de son mandat d'administratrice avec effet à l'issue de l'Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021, le Conseil d'administration réuni le 14 mars 2022 a décidé, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, de proposer à l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2022 la nomination de Delphine Gény-Stephann en qualité d'administratrice pour une durée de 3 ans, par dérogation à la durée statutaire de 4 ans du mandat des administrateurs, afin de maintenir le renouvellement échelonné du Conseil d'administration (voir la section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil »).

Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration et des instances dirigeantes

En application des articles L. 225-18-1 et L. 22-10-3 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 neuf femmes, dont trois parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 50 % par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage (hors administrateurs représentant les salariés) ainsi que sur l'ensemble du Conseil.

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 le 18 novembre 2019 [4] et prévoit plusieurs engagements visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accession aux comités de direction et au niveau dirigeant. Les objectifs fixés par le Conseil sont, au périmètre de la Société, les suivants :

- 30 % de femmes dans les Comités de direction d'ici 2023 ;
- 30 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société en 2025.

Pour ce faire, la Direction Générale d'EDF adaptera les objectifs à la proportion de femmes cadres dans chaque Direction et Division de la Société et poursuivra les plans d'actions engagés pour :

- recruter des femmes cadres à un taux supérieur à leur proportion constatée dans les écoles d'ingénieur ;
- proposer des plans de succession mixtes pour chaque poste de dirigeant ;

(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.
(4) Cette Ambition mixité a été mise à jour courant 2021 voir section 3.3.3.1.1 « Renforcement de l'engagement du Groupe ».

- réaliser chaque année, une « *people review* femmes » pour les dirigeants et futurs dirigeants.

Par ailleurs, EDF promouvra la participation et la visibilité des femmes dans les interventions publiques dans tous les domaines d'activité du Groupe.

Le Conseil a ainsi examiné, lors de sa réunion du 21 septembre 2021, les mesures mises en place par EDF et pris acte des résultats obtenus par la Société dans la mise en œuvre de cette politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société. Il a notamment constaté qu'au 31 décembre 2020, sur le périmètre de la Société, la proportion de femmes dans les Comité de direction s'établissait à 28,8 %, soit +2,7 points entre 2018 et 2020, que parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités, on dénombrait 29,6 % de femmes sur l'effectif présent au 31 décembre 2020 tous statuts confondus (voir ci-dessous), contre 27,5 % en 2018, et que l'on comptait 28 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société. Le Conseil a également noté que pour les postes de dirigeants de la Société, les tables de succession sont systématiquement mixtes et que les dispositifs d'identification des talents en vigueur facilitent l'inscription dans le repérage et l'évaluation des talents du Groupe et contribue à lutter contre le plafond de verre. Enfin, le Conseil a également pris connaissance des nouveaux objectifs de féminisation renforcés, définis pour le Groupe par le Comité exécutif en juillet 2021, de 36 à 40 % sur l'ensemble des strates hiérarchiques du Groupe à l'horizon 2030, avec un jalon de 33 % en 2026.

En ce qui concerne les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité (article L. 22-10-10 du Code de commerce), on comptait, au 31 décembre 2021, 29,5%[1] de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités de la Société, contre 29,6 % au 31 décembre 2020 (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »).

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF et à l'article L. 22-10-10 du Code de commerce, le Conseil d'administration s'interroge périodiquement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle des Comités qu'il constitue, notamment en termes de proportion d'administrateurs indépendants et de diversité. Il définit une politique de diversité appliquée aux membres du Conseil au regard de critères tels que l'âge, le sexe 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, afin que la composition du Conseil soit de nature à en favoriser le déploiement. Pour atteindre un bon équilibre dans sa composition, en lien avec la stratégie du Groupe et les missions qui lui sont confiées, le Conseil avait considéré que 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 du terme du mandat de cinq administrateurs à l'issue de l'Assemblée générale du 6 mai 2021 et en tenant compte des attentes formulées par les administrateurs lors de l'évaluation externe 2020 du Conseil d'administration (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Le tableau ci-dessous présente les critères de la politique de diversité définie par le Conseil d'administration :

Critères	Situation de la Société	Objectifs
Âge des administrateurs	Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale ont entre 56 et 76 ans, avec une moyenne de 62,4 ans. La moyenne d'âge est de 59,8 ans sur l'ensemble du Conseil.	Le Conseil a estimé que l'âge des candidats proposés correspondait bien à celui des candidatures aux postes d'administrateurs et que la moyenne d'âge du Conseil est satisfaisante, tout en restant attentif à la limite du tiers des administrateurs dépassant l'âge de 70 ans*.
Parité	Le Conseil comprend une proportion de 50 % de femmes hors administrateurs salariés et sur l'ensemble du Conseil.	Le Conseil a considéré que le taux actuel de féminisation du Conseil est satisfaisant sans exclure la possibilité de faire évoluer ce taux à la hausse ou à la baisse, en cas d'évolutions de la composition du Conseil, dans le respect des seuils légaux.
Expériences professionnelles et complémentarité des profils	Le Conseil regroupe des profils et compétences variés (voir ci-après les tableaux de compétences des membres du Conseil).	Le Conseil a constaté que les administrateurs possèdent une expérience significative dans les domaines d'expertise en lien avec les activités d'EDF et sa stratégie de nature à en favoriser le déploiement et qu'ils présentent une complémentarité des profils satisfaisante. Le Conseil avait également décidé d'examiner la possibilité de renforcer encore davantage les compétences du Conseil dans les domaines de la Direction Générale de grandes entreprises et le secteur de l'énergie, comme suggéré par les administrateurs lors de l'évaluation externe réalisée en 2020. Ce critère a été pris en considération par le Conseil lorsqu'il a proposé à l'Assemblée générale réunie le 22 juillet 2021 la nomination de Nathalie Collin.
Nationalité	Le Conseil d'administration ne comprend pas d'administrateur de nationalité étrangère, mais dispose à ce jour d'une proportion importante de membres ayant une expérience internationale.	Le Conseil se réserve la possibilité de mettre en œuvre un renforcement de compétences du Conseil à l'international lors de prochaines nominations d'administrateurs, comme suggéré par les administrateurs lors de l'évaluation externe réalisée en 2020 et de l'évaluation interne réalisée en 2021.
Indépendance	Le Conseil compte 5 administrateurs indépendants, soit une proportion de 41,7 % d'administrateurs indépendants sur les 12 administrateurs pris en compte pour établir ce calcul (hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil a constaté que la proportion d'administrateurs indépendants au sein du Conseil, supérieure aux recommandations du Code AFEP-MEDEF est satisfaisante. Le Conseil a confirmé l'objectif de maintenir cette proportion à un niveau respectant le quota du tiers d'administrateurs indépendants recommandé par le Code AFEP-MEDEF pour les sociétés ayant un actionnaire de contrôle.

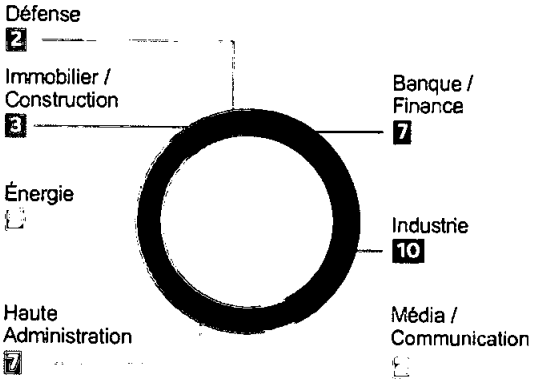
* *L'article L. 225-19 du Code de commerce prévoit qu'à défaut de disposition expresse dans les statuts concernant une limite d'âge applicable aux administrateurs, le nombre d'entre eux ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers.*

(1) Ce pourcentage est calculé sur les postes à plus forte responsabilité d'un échantillon composé d'environ 6 000 personnes, représentant 10 % des effectifs de la Société (salariés statutaires) au 31 décembre 2021, 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 2021 s'élevait à 23,95 % (voir la section 3.3.3.1.2 « Les résultats en 2021 »).

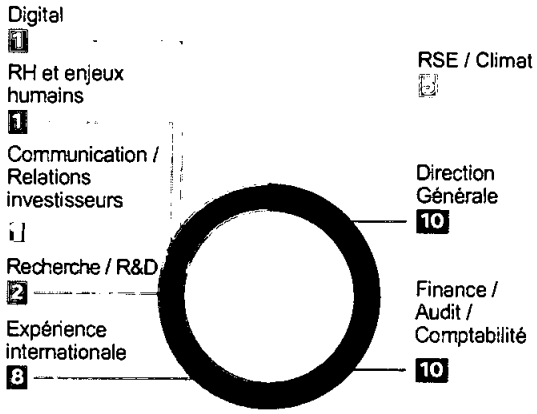
Compétences des membres du Conseil d'administration

Les graphiques ci-dessous présentent la cartographie des compétences sectorielles et fonctionnelles de l'ensemble des membres du Conseil d'administration au 31 décembre 2021 :

Expertise sectorielle par type de compétence



Expertise fonctionnelle 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 d'actions	Nombre de mandats dans des sociétés cotées (ind. EDF)	Indépendance	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au conseil (en années)	Comité d'audit	Comité de la stratégie	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale														
Jean-Bernard Lévy Président-Directeur Général	66	M	Française	0	3		23/11/2014	AG 2023 (3)	7,15		P			
Nathalie Collin	57	F	Française	0	1	▪	22/07/2021	AG 2025 (2)	> 1	■				
Bruno Crémel	56	M	Française	0	1	▪	16/05/2019	AG 2023 (3)	2,67	■				
Colette Lewiner	76	F	Française	2 038	4	▪	11/04/2014	AG 2025	7,76				■	
Claire Pedini	56	F	Française	0	1	▪	12/05/2016	AG 2023	5,68			■		P
Philippe Petitcolin	69	M	Française	10	2	▪	16/05/2019	AG 2023	2,67	■	■			
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État														
Véronique Bédague-Hamilius	58	F	Française	0	1	▪	18/12/2019	AG 2023	2,08					■
François Delattre	58	M	Française	0	1	▪	28/06/2019	AG 2025	2,55		■			
Gilles Denoyel	67	M	Française	0	2	▪	16/05/2019	AG 2023	2,67				P	
Marie-Christine Lepetit	60	F	Française	0	1	▪	07/05/2012	AG 2025	9,69	P			■	
Michèle Rousseau	64	F	Française	0	1	▪	30/09/2016	AG 2025	5,29				■	
Administrateur représentant de l'État														
Martin Vial	68	M	Française	0	3		09/09/2015	20/11/2022	6,35		■	■		
Administrateurs élus par les salariés														
Claire Bordenave	59	F	Française	0	1	▪	23/11/2019	22/11/2023	2,15					■
Karine Granger	54	F	Française	25	1	▪	23/11/2019	22/11/2023	2,15		■	■	■	
Sandrine Lhenry	47	F	Française	34	1	▪	28/07/2021	22/11/2023	> 1	■	■			■
Jean-Paul Rignac	59	M	Française	0	1	▪	01/11/2007	22/11/2023	14,21	■				
Vincent Rodet	56	M	Française	289	1	▪	23/11/2019	22/11/2023	2,15	■	■		■	■
Christian Taxil	46	M	Française	1 437	1	▪	23/11/2014	22/11/2023	7,15	■	■			

(1) Le mandat de Président-Directeur Général de Jean-Bernard Lévy prendra fin en mars 2023. Son mandat d'administrateur prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022.

(2) AG 2025 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2024.

(3) AG 2023 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022.

■ *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 2022, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES

Jean-Bernard LÉVY, 66 ans

Fonction exercée dans la Société
Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 [1]

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014

Dernier renouvellement
16 mai 2019 [2]

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022 [3]

Autre(s) fonction(s)
Président du Comité de la stratégie

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Ancien élève de l'École polytechnique (promotion 1973) et de Telecom Paris Tech, Jean-Bernard Lévy a débuté à France Télécom en 1979 comme ingénieur de travaux à la Direction d'Angers. En 1982, il devient responsable de la gestion des cadres supérieurs et des budgets de personnel au siège, puis adjoint au chef du service du personnel. En 1986, il est nommé conseiller technique au cabinet de Gérard Longuet, ministre délégué aux postes et télécommunications. De 1988 à 1993, Jean-Bernard Lévy dirige l'activité Satellites de télécommunications de Matra Espace qui devient Matra Marconi Space. De 1993 à 1994, il dirige le cabinet de Gérard Longuet, ministre de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce extérieur. Il est nommé en 1995 Président-Directeur Général de Matra Communication. En 1998, il rejoint Oddo et Cie comme Directeur Général puis Associé-gérant. À l'été 2002, Jean-Bernard Lévy rejoint Vivendi. Il en est le Directeur Général jusqu'en avril 2005, et en devient le Président du Directoire en avril 2005, jusqu'à juin 2012. De décembre 2012 à novembre 2014, il est le Président-Directeur Général du groupe de défense et d'aérospatiale Thales. Jean-Bernard Lévy est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 27 novembre 2014.

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	C
Administrateur	Edison	Italie	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Administrateur	EDF Renouvelables	France	G
Président du Conseil d'administration	Fondation groupe EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G
Censeur	Société Générale	France	C
Administrateur et Président du Comité de gouvernance, des nominations et du développement durable	Faurecia	France	C
Président et administrateur en tant que représentant d'Électricité de France	Conseil français de l'Énergie	France	
Président	Eurelectric	France	
Président	FIPA – Fondation Innovations pour les Apprentissages	France	
Président	Fondation Usine Extraordinaire	France	
Administrateur	AX – Association des anciens élèves et diplômés de l'École polytechnique	France	
Administrateur	Cercle de l'industrie	France	
Administrateur	Paris Europlace	France	
Administrateur	France Industrie	France	
Administrateur	Global Sustainable Electricity Partnership	Canada	
Censeur	Fondation Jean-Jacques Laffont – Toulouse School of Economics	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de Société Générale
- Membre, Représentant Électricité de France du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire

À l'étranger

- Vice-président du Conseil d'administration d'Eurelectric
- Président du Conseil d'administration d'EDF Energy Holdings

(1) Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

(2) Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par intérim à compter du 16 mai 2019, par décision ministérielle du 16 mai 2019. Il a été a été nommé Président Directeur Général de la Société par décret du président de la République du 22 mai 2019.

(3) Le mandat de Président-Directeur Général de Jean Bernard Lévy prendra fin en mars 2023. Son mandat d'administrateur prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022.

G : société du groupe EDF – C : société cotée

VÉRONIQUE BEDAGUE-HAMILIUS, 58 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

18 décembre 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris, de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et ancienne élève de l'École nationale d'administration, Véronique Bédague-Hamilius est Directrice générale de Nexity depuis le 19 mai 2021Elle a rejoint le groupe Nexity en 2017 en tant que Secrétaire Générale et membre du Comité exécutif. Elle était précédemment Directrice générale déléguée de Nexity (non-mandataire social) chargée du pôle « Client Entreprise et Collectivité » depuis 2019, puis du Client institutionnel depuis juillet 2020. Elle est également Présidente de Nexity Entreprise depuis novembre 2021. Elle était auparavant Présidente-directrice générale de Nexity Immobilier d'Entreprise depuis mars 2018. Avant de rejoindre le groupe Nexity, Véronique Bédague-Hamilius a mené une carrière de haut fonctionnaire. Elle a notamment été économiste au Fonds monétaire international à Washington entre 1994 et 1997, conseillère du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Laurent Fabius de 2000 à 2002, Directrice des finances de la Ville de Paris de 2002 à 2007, Secrétaire Générale de la Ville de Paris sous Bertrand Delanoë de 2008 à 2014 et Directrice de cabinet du Premier ministre, Manuel Valls, de 2014 à 2016.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice générale groupe Nexity

Mandat/Fonction [1]	Dénomination	Pays
Directrice générale	Nexity	France
Présidente du Conseil d'administration	Nexity Immobilier d'Entreprise	France
Présidente	Nexity Logement	France
Directrice Générale Déléguée	Villes et Projets	France
Présidente	SIG 30 Participations	France
Directrice Générale Déléguée	VP PARTICIPATIONS	France
Administratrice	Edouard Denis Developpement	France
Membre du Conseil de surveillance	Aegide	France
Membre du Conseil d'administration	FSIF – Fédération des Sociétés Immobilières et Foncieres	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Directrice Générale de Nexity Property Management
- Présidente du Conseil d'administration de Nexity Property Management
- Directrice Générale de Nexity Immobilier d'Entreprise
- Présidente de Neximmo 78
- Directrice Générale de SIG 30 Participations
- Administratrice de la Fondation d'entreprise Nexity
- Membre du Comité stratégique de Bureaux à Partager

(1) Mme Bédague-Hamilius exerce par ailleurs, divers mandats au sein du groupe Nexity en qualité de représentant légal d'entités du groupe Nexity. Elle est représentant légal de : Villes et Projets dans la société SNC Aménagement Charras ; SIG 30 Participations dans les sociétés San Investissements, SAS Eco-Campus A Chatillon, Aquedus, SAS Bagneux Briand, SAS Bagneux Victor Hugo, et dans diverses sociétés supports de programmes ayant la forme de sociétés par actions simplifiée, sociétés civiles ou sociétés en nom collectif

NATHALIE COLLIN, 57 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

Assemblée générale ordinaire du 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 d'audit

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et fiscalité de l'université Panthéon-Assas Paris 2 et diplômée de l'ESSEC, Nathalie Collin a été consultante au cabinet Arthur Andersen de 1987 à 1990 puis de 1992 à 1993. Nommée Directrice financière de la Cité mondiale des vins et spiritueux de 1990 à 1992, elle 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. Co-Présidente du Directoire de Libération de 2009 à 2011, puis Directrice générale du groupe Le Nouvel Observateur de 2011 à 2014, elle rejoint le groupe La Poste en 2014, où elle occupe des fonctions de Directrice générale adjointe en charge du Numérique et de la Communication, avant d'être nommée Directrice - générale de la branche grand public et numérique du groupe en mars 2021. Nathalie Collin a été membre du Conseil économique social et environnemental et du Conseil national du numérique jusqu'en 2021. Elle est administratrice de Geopost et d'EDF depuis juillet 2021.

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 Numerique du groupe La Poste

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directrice Générale Adjointe	La Poste	France
Administratrice	Geopost	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de La Banque Postale
- Administratrice de la SNCF

BRUNO CREMEL, 56 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
16 mai 2019

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Centralien, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA (Inspection générales 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	Roulé	France
Administrateur	Sendinblue	France
Administrateur	Made.com	Royaume-Uni
Administrateur	M-Files	Finlande
Membre du Conseil de surveillance	Exporo	Allemagne
Administrateur	Studocu	Pays-bas

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Néant

François DELATTRE, 58 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil
28 juin 2019

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 la stratégie

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômé de l'IEP de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), François Delattre débute sa carrière en 1989 en tant que deuxième Secrétaire d'ambassade en Allemagne. Après avoir passé deux ans au sein de la Direction des Affaires stratégiques et du désarmement du Quai d'Orsay de 1991 à 1993, il devient conseiller en défense et sécurité européenne et transatlantique au sein du cabinet du ministre des Affaires étrangères Alain Juppé en 1993, avant d'être en charge de ces dossiers au sein de l'équipe diplomatique du président de la République Jacques Chirac de 1995 à 1998. Il devient chef du service de presse et de communication de l'Ambassade de France à Washington en 1998, puis Directeur Adjoint du cabinet du ministre des Affaires étrangères Dominique de Villepin en 2002 et Consul général à New York en 2004. Ambassadeur de France au Canada de 2008 à 2011, puis aux États-Unis de 2011 à 2014, il est nommé Représentant permanent de la France auprès de l'Organisation des Nations unies en septembre 2014. Il est Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères depuis le 1er juillet 2019.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Orano	France
Administrateur	Agence nationale des titres sécurisés	France
Administrateur	Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art	France
Administrateur	École nationale d'administration	France
Administrateur	Institut Français	France
Administrateur	Office français de protection des réfugiés et apatrides	France
Administrateur	Sorbonne Abou Dhabi	France
Administrateur	Institut des Hautes Études de Défense Nationale	France
Membre du Conseil administration	Fondation Nationale des Sciences politiques	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de France Med a Monde

GILLES DENOYEL, 67 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

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, membre du Conseil de surveillance de Memo Bank depuis janvier 2018 et de Rothschild & Cie depuis mai 2020.

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	
Membre du Conseil de surveillance	Rothschild & Cie	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Marie-Christine LEPETIT, 60 ans

Fonction exercée dans la Société

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 d'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

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 déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est Chef du service de l'Inspection générale des finances depuis mars 2012, rattachée aujourd'hui au ministre de l'Économie, des finances et de la relance.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie, des finances et de la relance

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre du Comité des risques et du contrôle interne	Fondation des apprentis d'Auteuil	France
Administratrice	Institut d'études politiques de Paris	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Néant

Colette LEWINER, 76 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice nommée par l'Assemblee 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

Actions détenues
2 038

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 Gerante de la société Cowin, les fonctions de Conseillère dans le domaine de l'énergie. Présidente non exécutive de TDF (SAS) de 2010 à 2015, elle est membre de l'Académie des Technologies depuis 2002. Elle est administratrice du groupe Bouygues et des sociétés Getlink et CGG.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administratrice professionnelle

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	Bouygues	France	C
Administratrice	Getlink (ex Eurotunnel)	France	C
Administratrice	CGG	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice d'Ingenico
- Administratrice de Nexans

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Claire PEDINI, 56 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
12 mai 2016

Date de renouvellement
7 mai 2020

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et membre du Comité des rémunérations et de la gouvernance

Actions détenues
0

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. Depuis juin 2010, elle est Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines pour le Groupe Saint-Gobain. Elle est Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation Digitale depuis janvier 2019.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation digitale 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

En France

- Néant

PHILIPPE PETITCOLIN, 69 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie et membre du Comité d'audit

Actions détenues

10

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. Il est aujourd'hui Président du Conseil d'administration de KNDS, administrateur de Pernod Ricard et membre du Conseil de surveillance de Diot-Siaci.

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	
Administrateur	Pernod Ricard	France	C
Membre du Conseil de surveillance	Diot Siaci	France	

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.

Michele ROUSSEAU, 64 ans

Fonction exercée dans la Société

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

Actions détenues

0

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. Michèle Rousseau est Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières depuis 2017 et administratrice de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR).

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Présidente du Conseil d'administration du Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Présidente du Conseil d'administration	Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM	France
Administratrice	Agence Nationale de la Recherche (ANR)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA)

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Martin VIAL, 68 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil
9 septembre 2015

Dernier renouvellement
21 novembre 2018

Échéance du mandat en cours
20 novembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et de l'École nationale supérieure des postes et télécommunications, Martin Vial a débuté sa carrière en tant qu'administrateur des PTT à la Direction Financière de la Direction Générale des Postes. Il rejoint, en 1986, la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances. De 1988 à 1993, il est successivement Conseiller technique, Directeur Adjoint puis Directeur des Cabinets du ministre des Postes et Télécommunications et de l'Espace, du ministre de l'Équipement, du Logement, des Transports et de l'Espace, et enfin du ministre des PTT. En 1993, Martin Vial est nommé Président-Directeur Général de l'Aérospostale, compagnie aérienne filiale commune d'Air France, de la Poste et de TAT, et il est élu Président de la Chambre Syndicale du Transport Aérien et de la Fédération Nationale de l'Aviation Marchande. Fin 1997, il devient Directeur Général du groupe La Poste. En septembre 2000, il est nommé Président du Groupe La Poste et parallèlement Vice-président de la Caisse Nationale de Prévoyance (CNP). Martin Vial rejoint la Cour des Comptes en septembre 2002 en qualité de conseiller-maître. De 2003 à 2014, il est Directeur Général du groupe Europ Assistance, leader mondial du marché de l'assistance et Directeur Général et administrateur de Europ Assistance Holding. Il assure également la présidence de plusieurs Conseils d'administration des sociétés du groupe Europ Assistance. En janvier 2015, il fonde la société Premium Care, société d'assistance aux personnes âgées. Commissaire aux Participations de l'État depuis août 2015, Martin Vial est administrateur de Renault, Bpifrance et Air France.

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	Air France KLM	France	C
Administrateur	Bpifrance	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de Thales

G : société du groupe EDF – C : société cotée

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Claire BORDENAVE, 59 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômée de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et titulaire d'un master 2 de l'Institut national des sciences et techniques nucléaires, Claire Bordenave a débuté sa carrière dans les Industries Électriques et Gazières à la Direction Économique et Commerciale de Gaz de France en 1988 en tant qu'ingénieur d'affaires. Elle a été responsable du développement de projets et de négociation en France et à l'international, ainsi que d'études stratégiques et économiques. Elle est actuellement chargée d'études à la Direction Stratégie Groupe d'EDF, membre du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2011 et du Conseil économique social et environnemental depuis 2018. Claire Bordenave est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Analyste Senior à la Direction Stratégie Groupe d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Conseillère	Conseil économique social et environnemental (CESE)	France
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Présidente de la commission Environnement & Transition Énergétique du Conseil économique social et environnement de la Région Île-de France
- Administratrice de la CNIEG

KARINE GRANGER, 54 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie

Actions détenues
25

Nationalité
Française

Diplômée de l'institut universitaire de technologie du Creusot, Karine Granger a débuté son parcours professionnel en 1987 au laboratoire optronique et aéronautique de SAT SAGEM, puis a poursuivi son expérience professionnelle dans le groupe GEC ALSTOM avant d'intégrer EDF en 1992 au Centre d'Ingénierie Thermique. En 2004, elle est détachée auprès d'EDISON pour la réalisation d'un cycle combiné Gaz en Calabre. De retour en France, elle est en charge de l'estimation de coûts des investissements au Centre d'Ingénierie Hydraulique. À cet effet, elle met en place et anime un réseau d'estimateurs au sein de la Division Production Ingénierie toutes filières confondues. En 2014, elle est nommée Directrice Générale d'EDF Cameroun dans le cadre d'un partenariat public-privé pour le développement d'un projet hydraulique de 420 MW. Elle est nommée par le Premier ministre en tant que Conseillère du Commerce Extérieur pour la France au Cameroun en 2016. De retour en France, Karine Granger devient Conseillère Énergie à la FNME CGT en charge des questions industrielles. En 2020, elle a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Elle est par ailleurs membre du Conseil supérieur de l'énergie et du Conseil économique, social et environnemental régional (CESER) Auvergne-Rhône-Alpes. Karine Granger est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargée de mission Contrôle de Gestion Opérationnel EDF Hydro

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France
Conseillère	CESER Auvergne-Rhône-Alpes	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Sandrine LHENRY, 47 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
28 juillet 2021

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues
34

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. Elle est actuellement chargée de missions RSE à la Direction de la Communication & RSE d'Enedis. Sandrine Lhenry est parrainée par FO.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

Chargée de missions, pôle RSE, Enedis.

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Membre suppléante du Conseil Supérieur de l'énergie

Jean-Paul RIGNAC, 59 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
1er novembre 2007

Dernier renouvellement
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Titulaire d'un doctorat de l'Institut national polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie, Jean-Paul Rignac a rejoint EDF en 1991. Il a occupé la fonction de Secrétaire du Comité Mixte à la Production d'EDF Recherche & Développement durant cinq années. Il est ingénieur-chercheur à la Direction Recherche & Développement d'EDF (EDF Lab Renardières) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique autour du chauffage/climatisation/qualité d'air dans les bâtiments industriels et des salles propres. Jean-Paul Rignac est parrainé par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

VINCENT RODET, 56 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de la stratégie, du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues
289 (1)

Nationalité
Française

Titulaire d'un DESS de sociologie des organisations de l'Université Lyon II, Vincent Rodet a débuté sa carrière en 1987 comme informaticien aux mouvements d'énergies (RTE), puis intègre en 1995 le pôle Consultance du service, à l'époque mutualisé, prestant pour EDF et Gaz de France. Il est de 2007 à 2014 Délégué Syndical Central CFDT EDF et coordinateur CFDT groupe EDF. Il siège, à ce titre, au Comité Groupe France et au Comité Européen. De 2014 à 2018 il pilote la délégation CFDT en responsabilité sur le dialogue social de branche des Industries Électriques et Gazières. Membre du Comité Stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN) en 2018, il participe aux travaux autour de la reconsolidation de la filière nucléaire et suit plus largement le processus de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour la CFDT. En 2020, il a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Vincent Rodet est parrainé par la CFDT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Manager opérateurs RH, Missions particulières au sein de l'Unité de Professionnalisation et de Performances industrielles (UPI)

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Comité stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN)	France
Administrateur	Conseil d'administration de la Caisse Centrale d'Activité Sociales (CCAS)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Christian TAXIL, 46 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014

Dernier renouvellement
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie

Actions détenues
1 437 (1)

Nationalité
Française

Diplômé de l'Executive MBA de l'ESCP Europe et ancien élève de l'École des mines de Douai, Christian Taxil a débuté sa carrière en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans des fonctions de management clientèle collectivités locales et concessionnaire. De 2004 à 2008, il est en charge du dialogue social de la branche des Industries Électriques et Gazières au sein de l'équipe dirigeante de la Fédération CFE-CGC Énergies. En 2008, il intègre la Direction de l'Audit du groupe EDF avant d'être élu, de juin 2009 à septembre 2014, Secrétaire Général de la Fédération CFE-CGC Énergies. Il est actuellement Responsable Grands Comptes au sein de la Direction Commerce et Marketing de Dalkia. En 2018, Christian Taxil a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Christian Taxil est parrainé par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Responsable Grands Comptes à la Direction Commerce & Marketing de Dalkia

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Élu du Bureau du Syndicat mixte d'électricité, de gaz et de télécommunication du Val d'Oise (SMDEGTVO)

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur https://www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/gouvernance/conseil-dadministration 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 (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

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. En application de ces dispositions statutaires, l'Assemblée générale des actionnaires réunie le 6 mai 2021 a renouvelé les mandats d'administrateur de Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner, Michèle Rousseau et François Delattre pour une durée de 4 années, (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires 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 de Grande Instance rendue en la forme d'un référé 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, le Président est nommé après avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. Le mandat de Président-Directeur Général de Jean-Bernard Lévy a été renouvelé, au terme de ce processus, par décret du 22 mai 2019.

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. En application de ce texte, Jean-Bernard Lévy a été nommé, par décision ministérielle du 16 mai 2019, Président-Directeur Général de la Société par intérim à compter du 16 mai 2019 et jusqu'au 22 mai 2019.

Sous réserve des dispositions légales particulières 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. 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.

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 en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité et la raison d'être adoptée par la Société en 2020 (voir les sections 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 »), 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 délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur le budget annuel, le plan à moyen terme, toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société, le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre par la Société ou le Groupe pour respecter les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »), la stratégie du Groupe en matière de cycle du combustible nucléaire, de gaz et d'énergies renouvelables et 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, ainsi que les mesures prises en conséquence. Dans ce cadre, il examine en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur la stratégie du Groupe, ses activités et ses actifs.

Le Conseil 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, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »). Il délibère annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale, en application des dispositions de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce, et il définit les orientations stratégiques de la Société soumises au Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du code du travail.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est compétent, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe, pour autoriser les opérations suivantes, préalablement à leur mise en œuvre :

- les opérations de croissance externe (investissements, fusions et acquisitions), de désinvestissement, de croissance organique, ainsi que les opérations boursières, réalisés par la Société ou l'une de ses filiales, qui représentent une exposition financière globale pour la Société ou le Groupe supérieure à 350 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 150 millions d'euros pour les opérations qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ou du Groupe ;
- les programmes industriels cohérents et indissociables d'investissements ou de travaux sur actifs existants, de la Société et de l'une de ses filiales, de montant supérieur à 350 millions d'euros par programme ;
- les opérations dans le domaine immobilier, réalisées par la Société ou l'une de ses filiales, supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières (emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture) dès lors que leur montant excède 5 milliards d'euros ou la contre-valeur de cette somme en devises ;

- les contrats et marchés (de fournitures, travaux ou services) conclus par la Société, dont le montant, en ce compris le cas échéant leurs avenants successifs, excède 350 millions d'euros, ou est compris entre 200 et 350 millions d'euros si ces contrats correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par la Société ou une de ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information *a posteriori* du Conseil) et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et de quotas de CO_2 ;
- les accords stratégiques à conclure par la Société constituant des engagements fermes et irrevocables de coopération ou de partenariat avec un ou plusieurs partenaires étrangers dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies de la part du Groupe et constituant des enjeux majeurs pour le Groupe.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF et se prononce notamment sur la gestion actif-passif et la stratégie d'allocation des actifs. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »).

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 a estimé jusqu'à aujourd'hui 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 nécessaire 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 d'administration est également débattue régulièrement à l'occasion des *executive sessions* (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »).

Enfin, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance est chargé d'examiner et de donner son avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et d'en rendre compte au Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.5 « 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	9
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.

Le tableau ci-après rappelle les critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF :

Critères d'indépendance
Critère 1 : Salarié ou mandataire social au cours des cinq années précédentes
Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société, salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur d'une société que la Société consolide, ou salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.
Critère 2 : Mandats croisés
Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de 5 ans) détient un mandat d'administrateur.
Critère 3 : Relations d'affaires significatives
Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil significatif de la Société ou de son Groupe, ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité. L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation explicités dans le rapport annuel.
Critère 4 : Lien familial
Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.
Critère 5 : Commissaire aux comptes
Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des 5 années précédentes.
Critère 6 : Durée de mandat supérieure à 12 ans
Ne pas être administrateur de la Société depuis plus de 12 ans, la perte de la qualité d'administrateur indépendant intervient à la date des douze ans.
Critère 7 : Rémunération variable ou liée à la performance
Ne pas percevoir de rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.
Critère 8 : Actionnaire important
Un administrateur représentant un actionnaire important de la Société ou sa société mère peut être considéré comme indépendant dès lors que cet actionnaire ne participe pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10 % en capital ou en droits de vote, le Conseil s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

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 9 février 2021, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance (voir la section 4.2.3 « Les Comités du Conseil d'administration ») 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 17 février 2021, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mesdames Lewiner et Pedini, de Messieurs Crémel et Petitcolin, et de Mme Parisot dont le mandat a pris fin le 6 mai 2021.

Le Conseil d'administration réuni le 15 juin 2021 a examiné la situation individuelle de Nathalie Collin, dont la nomination en qualité d'administratrice était soumise à l'Assemblée générale convoquée le 22 juillet 2021, au regard des critères d'indépendance prévus par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a constaté qu'elle pouvait être qualifiée d'administratrice indépendante.

Lors de sa réunion du 8 février 2022, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF.

Le Comité a constaté que M. Jean-Bernard Lévy, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, ne peut être qualifié d'indépendant (critère n° 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 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 majoritaire 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 Mesdames Collin, Lewiner et Pedini et de Messieurs Crémel et 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 la Société 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 2021), 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 Mesdames Collin, Lewiner et Pedini et Messieurs 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 qu'EDF ne peut être considéré 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 17 février 2022, à l'évaluation de la situation individuelle de Mesdames Collin, Lewiner et Pedini et de Messieurs Crémel et 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 de gouvernement d'entreprise 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.*

4.2.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

Conformément aux dispositions du Code AFEP-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 consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise 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.

Évaluation externe 2020

La dernière évaluation externe a été réalisée en 2020 par un conseil indépendant sous le pilotage du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs, réalisés sur la base d'un questionnaire et d'un guide d'entretien élaborés par le conseil indépendant, en lien avec la Présidente du Comité. Une évaluation de la contribution individuelle des administrateurs aux travaux du Conseil a en outre été menée et a donné lieu à des restitutions individuelles et confidentielles réalisées par le consultant indépendant auprès de chacun des administrateurs.

Les conclusions de cette évaluation ont été examinées par le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance puis présentées au Conseil en décembre 2020.

L'évaluation externe 2020 a notamment révélé que les administrateurs estimaient que :

- la qualité des travaux du Conseil et de ses Comités avait continué de s'améliorer au cours des dernières années ;
- le Conseil était jugé professionnel et investi par ses membres ;
- la qualité de l'ensemble des administrateurs et la diversité d'opinions représentées étaient appréciées ;
- la dynamique d'échanges, s'appuyant notamment sur l'engagement des membres, était jugée constructive et enfin ;
- le fonctionnement et l'organisation des travaux du Conseil et des Comités étaient rigoureux et adaptés à la complexité de la Société.

Parmi les pistes d'améliorations identifiées figuraient notamment le souhait des administrateurs :

- de prioriser les travaux du Conseil, en poursuivant la réflexion sur une sélection des sujets abordés ;
- de mieux contribuer au suivi des grands risques opérationnels du Groupe, et
- de renforcer encore la contribution du Conseil et des Comités sur les sujets structurants, notamment grâce à un renforcement des compétences du Conseil dans les domaines de la Direction Générale de grandes entreprises, dans le secteur de l'énergie et éventuellement à l'international.

Évaluation annuelle 2021

L'évaluation annuelle 2021 a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire complété de façon anonyme par les administrateurs, comportant à la fois des questions fermées, permettant d'établir un suivi statistique des réponses, et des questions ouvertes, permettant aux administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations qualitatives, des propositions d'évolution et de faire part de leurs attentes pour l'exercice 2022. Les conclusions de cette évaluation ont été examinées lors d'une réunion du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance le 25 novembre 2021 et présentées au Conseil le 15 décembre 2021.

Il ressort notamment des résultats de l'évaluation 2021 les points suivants :

- le fonctionnement général du Conseil (nombre de séances, mise à disposition et qualité des dossiers, programme de travail, niveau général d'information) est jugé satisfaisant, tout comme la qualité des débats et la dynamique des échanges au sein du Conseil, que certains estiment en amélioration,
- les administrateurs estiment que la qualité des travaux menés par les Comités du Conseil et les compte rendu qui en sont fait contribuent efficacement à la prise de decision en Conseil,
- le séminaire stratégique 2021 et son programme ont été unanimement salué,
- l'équilibre des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil, tel qu'organisé par le règlement intérieur, est jugé équilibré et adapté par les administrateurs,
- le renforcement des compétences du Conseil en 2021, notamment dans les domaines de la Direction Générale de grandes entreprises en 2021, a été salué ; et les administrateurs considèrent que les nominations intervenues ces dernières années ont enrichi les échanges et accru la dynamique du Conseil.

Parmi les pistes d'améliorations identifiées figurent notamment le renforcement du suivi des décisions prises par le Conseil et des grands risques opérationnels. En plus de ces deux thèmes, les administrateurs ont placé la stratégie, le suivi de la performance et de la création de valeur, ainsi que le suivi de la situation et de la trajectoire financières parmi les thèmes prioritaires pour 2022. Enfin, certains administrateurs ont réitéré leur souhait de voir nommés des administrateurs étrangers au sein du Conseil.

4.2.2.7 Information et formation des administrateurs - Digitalisation

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, et plus généralement toute information utile entre les séances du Conseil, s 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.

Enfin, chaque administrateur peut bénéficier d'une formation complémentaire sur les spécificités de la Société et du Groupe, leurs métiers et leur secteur d'activité, 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 peuvent également être organisées, de même que toutes formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

Le Conseil d'administration s'est doté, depuis 2016, d'une plateforme digitale qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée des dossiers du Conseil et des Comités. Le Conseil a également recours à un système de visioconférence sécurisé pour ses réunions lorsque celles-ci de tiennent à distance.

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 toute circonstance 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 et assiduité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

Les administrateurs et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société a 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 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	14*	9*
Taux moyen de présence	95,2 %	96,3 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 58 minutes	3 heures et 27 minutes

* *S'ajoute à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée, ainsi que deux ateliers, l'un dédié au climat et l'autre aux enjeux et perspectives du mécanisme d'obligation de capacité.*

Le tableau ci-dessous présente les taux de présence individuels des administrateurs au cours de l'exercice 2021 au Conseil et dans les Comités :

Taux de présence individuel des administrateurs en 2021	Conseil d'administration	Comité d'audit	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de la stratégie	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Jean-Bernard Lévy	100 %			100 %		
Véronique Bédague-Hamilius	64 %				50 %	
Claire Pedini	100 %				50 %	
Jacky Chorin	100 %	100 %		100 %	100 %	
Nathalie Collin	100 %	100 %				
Bruno Crastes	93 %	100 %				
Françoise Gri	86 %			100 %		
Gilles Denoyel	100 %		100 %			
Marie-Christine Lepetit	93 %		100 %	100 %		100 %
Marie-Christine Lepetit	100 %	100 %	100 %			
Jean-Michel Mis	100 %	100 %		100 %	100 %	
Colette Lewiner	100 %	100 %	100 %			100 %
Laurence Parisot	100 %			n.a	50 %	
Claire Pedini	100 %				100 %	100 %
Philippe Petitcolin	93 %	80 %		100 %		
Jean-Paul Reding	100 %	100 %				
Vincent Rodet	93 %	100 %	100 %	100 %	100 %	
Michèle Rousseau	100 %		100 %		n.a.	
Christian Sa	93 %	100 %		100 %		
Martin V.d.	100 %			100 %		80 %

n.a. : non applicable.

(1) Administrateur dont le mandat a pris fin le 28 juillet 2021.
(2) Administratrice dont le mandat, ainsi que les fonctions au sein du Comité d'audit, ont pris effet le 22 juillet 2021.
(3) Administratrice dont le mandat, ainsi que les fonctions au sein du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité de responsabilité d'entreprise, ont pris effet le 28 juillet 2021.
(4) Administratrice ayant cessé ses fonctions au sein du Comité d'audit à compter du 22 juillet 2021.
(5) Administratrice dont le mandat a pris fin le 6 mai 2021, la première réunion du Comité de la stratégie s'étant tenue le 12 mai 2021.
(6) Membre du Comité de responsabilité d'entreprise depuis le 4 novembre 2021, la dernière réunion du Comité s'étant tenue le 28 octobre 2021.

Activité en 2021

En 2021, le Conseil d'administration a notamment examiné et/ou autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, l'avancement des projets Hinkley Point C, Flamanville 3, Sizewell C et du plan Excell (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »), le dispositif de financement du programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France ainsi que le contrat de commande des groupes turbo-alternateurs pour ce programme, différents projets d'EDF Renouvelables dont la décision finale d'investissement concernant le projet éolien en mer de Courseulles-sur-Mer, la stratégie gaz du Groupe, l'ouverture à un investisseur financier du capital de la société Edison Renewables (voir la section 1.4.5.2.3.1 « Activités de production électrique »), la situation du parc nucléaire anglais et d'EDF Energy Nuclear Generation, la stratégie climat et la trajectoire carbone du groupe EDF, l'adaptation du Groupe au changement climatique en lien avec les principaux risques climatiques physiques, la mobilisation des parties prenantes du Groupe sur le climat et la question de la finance durable, la situation du parc nucléaire français dans la perspective du passage de l'hiver 2021-2022, 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 (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») et la politique en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires, les réponses au Comité social et économique central d'EDF dans le cadre du dialogue entre cette instance et le Conseil d'administration sur les orientations stratégiques de la Société, la mise à jour de la politique de diversité applicable aux administrateurs, la politique de rémunération du Président-Directeur Général et des administrateurs soumise à l'Assemblée générale du 6 mai 2021 en application de l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, le projet de protocole 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 (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire »), l'avancement du projet Nuward (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire »), le projet de cession d'un parc immobilier résidentiel du Groupe, ainsi que le dispositif éthique et conformité du Groupe.

Le Conseil a tenu des réunions extraordinaires consacrées à la remise de l'offre technico-commerciale du Groupe dans le cadre du projet indien Jaitapur (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »), à la proposition d'EDF au Gouvernement pour un programme de nouveaux réacteurs en France et au projet de cession de la participation du Groupe dans CENG (voir la section 1.4.5.3.4.1 « Activités nucléaires aux États-Unis »).

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 2021, le Conseil a débattu des politiques énergie et climat en Europe, de la stratégie d'accélération dans l'éolien en mer, des relais de croissance du Pôle Clients, Services et Territoires et de la stratégie digitale du Groupe.

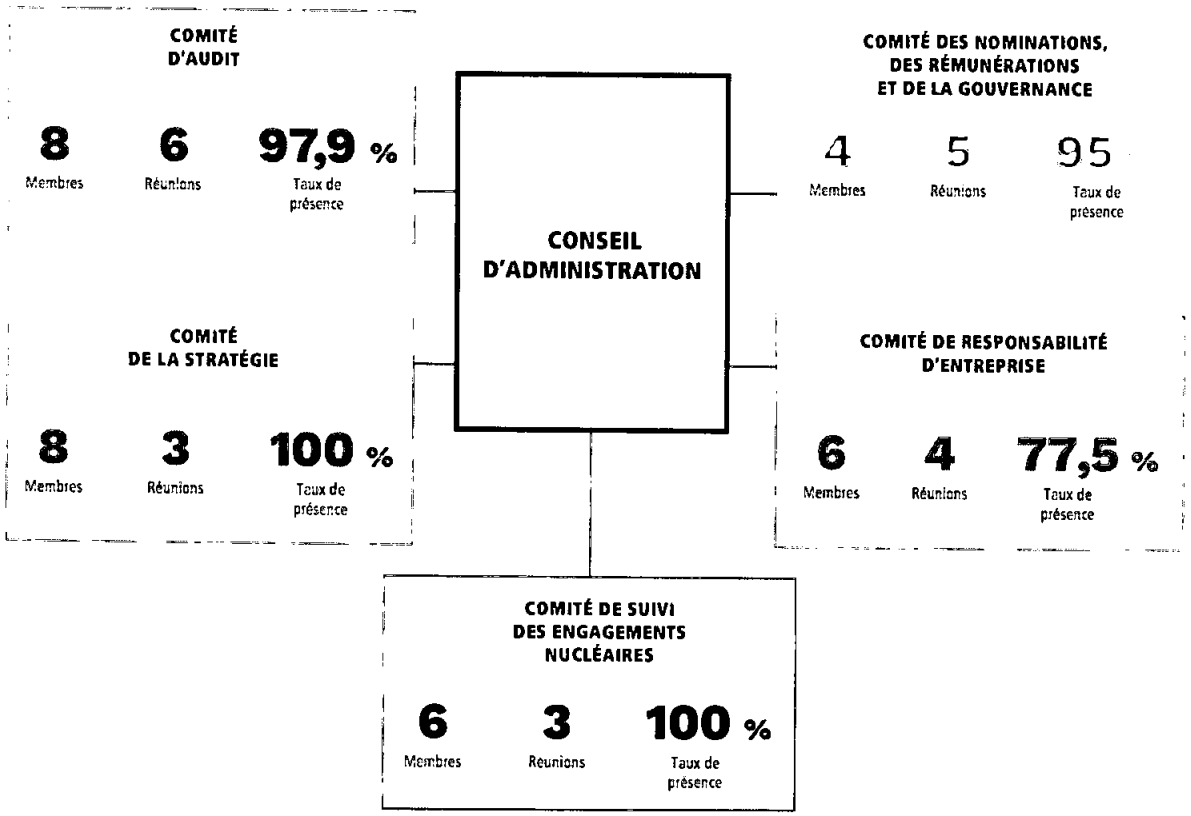
Le Conseil d'administration a également tenu en mai 2021 un atelier dédié aux enjeux et perspectives du mécanisme d'obligation de capacité.

En novembre 2021, un atelier dédié au climat a été organisé, au cours duquel les administrateurs ont réalisé la Fresque du climat (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique »), faisant du Conseil d'administration d'EDF le premier Conseil d'une société française à s'être prêté à l'exercice. Les administrateurs ont également débattu avec deux experts des négociations climatiques du bilan de la COP 26 de Glasgow et des avancées qui ont pu y être enregistrées en vue de concentrer le processus multilatéral et les engagements des pays vers un réchauffement contenu à 1,5 °C au milieu du siècle. Cet atelier a été organisé à l'initiative de la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et Référente Climat du Conseil d'administration, dans le cadre du programme annuel de travail du Conseil sur les enjeux climatiques, défini avant le début de chaque exercice. 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 l'entreprise 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. Dans ce cadre, le Conseil prend en compte les enjeux climatiques dans l'ensemble de ses travaux et dans la définition de la stratégie d'EDF et examine les risques et les opportunités liés au changement climatique, ainsi que les impacts du changement climatique sur le Groupe et ses activités.

Enfin, le règlement intérieur du Conseil prévoit qu'est organisée chaque année une réunion de l'ensemble 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 (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »). Une *executive session* a été organisée au cours de l'exercice 2021. À cette occasion, les administrateurs ont notamment débattu 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 ainsi que des pistes d'amélioration possibles, et enfin du rôle et de la contribution des administrateurs.

4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration

Présentation des Comités (1)



Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, 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.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité. Les statuts de la Société prévoient que chaque Comité comprend au moins un administrateur représentant les salariés.

A la date du présent document, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- Marie-Christine Lepetit pour le Comité d'audit ;
- 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.

(1) Données relatives à l'exercice 2021, à l'exception de celles concernant la composition des Comités qui sont données à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel.

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 compte rendu 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 2021, les Comités ont tenu un total de 21 réunions. Le taux moyen de présence global dans les Comités s'est élevé à 94,1 %. Les taux moyens de présence par Comité sont précisés aux sections 4.2.3.1 à 4.2.3.5 ci-après.

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 2021 ».

4.2.3.1 Comité d'audit

Composition

Conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Comité d'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 d'audit

Marie-Christine Lepetit	Présidente	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Bruno Crémel	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Nathalie Collin (1)	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Sandrine Lhenry (2)	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Jean-Paul Rignac	Membre	Administrateur élu par les salariés
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés

(1) Mme Nathalie Collin est membre du Comité d'audit depuis le 22 juillet 2021.
(2) Mme Sandrine Lhenry est membre du Comité d'audit depuis le 28 juillet 2021

Nombre de membres	8
Nombre d'administrateurs indépendants	3
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	75 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

L'article L. 823-19 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 16.1du Code AFEP-MEDEF recommande par ailleurs que l'ensemble des membres du Comité d'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 à l'issue de l'Assemblée générale du 16 mai 2019 avait réexaminé la composition des Comités, compte tenu des évolutions intervenues dans la composition du Conseil. S'agissant du Comité d'audit, le Conseil avait constaté en particulier que Mme Lepetit, dont la reconduction en qualité de Présidente du Comité d'audit était proposée, et M. Crémel, présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit du 22 juillet 2010. Le Conseil avait donc constaté que M. Crémel répondait à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

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 d'audit et constaté que celui-ci présente des compétences en matière financière et comptable. M. Petitcolin répond donc également à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Enfin, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 15 juin 2021 a décidé, sous réserve de sa nomination en qualité d'administratrice par l'Assemblée générale du 22 juillet 2021, de nommer Mme Collin membre du Comité d'audit et a constaté que celle-ci présente des compétences en matière financière ou comptable. Mme Collin répond donc elle aussi à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Missions

Le Comité d'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 823-19 du Code de commerce. En application de ce texte, le Comité d'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. 822-11-2 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) ; dans ce cadre, il s'assure, en lien avec le Comité de responsabilité d'entreprise, de l'existence de dispositifs de contrôle interne et de gestion des principaux risques en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise ;

- l'audit (programme d'audit annuel, 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 ») ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné 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 d'audit ou d'examen limité. Outre les réunions du Comité d'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 2021

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2020 et 2021 :

	2021	2020
Nombre de réunions	6	5
Taux moyen de présence	97,9 %	97,1 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 39 minutes	3 heures et 7 minutes

En 2021, le Comité d'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 2021 et des points essentiels des conclusions de leurs diligences, la proposition d'acompte sur le dividende au titre de 2021, la revue de la valeur des actifs dans la perspective de l'arrêté des comptes 2021, les engagements hors bilan, la mise à jour de la cartographie des risques, les méthodes de suivi et de contrôle des risques et les actions de progrès identifiées, le programme d'audit, la synthèse des audits internes et le suivi des plans d'actions mis en œuvre, 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, la gestion des risques cyber, un bilan des acquisitions et dépréciations comptabilisées sur les actifs contrôlés par le Groupe entre 2008 et le 30 juin 2021, ainsi qu'un retour d'expérience sur l'événement climatique extrême survenu au Texas en février 2021.

Conformément à la procédure approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 3 novembre 2016, le Comité a autorisé en 2021 la fourniture par les Commissaires aux comptes et les membres de leur réseau des 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 2021.

4.2.3.2 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 présent 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
Karine Granger	Membre	Administratrice élue 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
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

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) a été institué par l'article 9 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Il a pour mission de suivre l'évaluation des passifs nucléaires et l'évolution des provisions correspondantes, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, d'examiner les résultats de la gestion des actifs constitués par la Société et de vérifier la conformité de cette gestion aux règles de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés. Il donne un avis au Conseil sur le dispositif de contrôle interne du financement des charges de démantèlement des installations et de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs mentionnées à l'article L. 594-1 du Code de l'environnement.

Le décret n° 2020-830 du 1er juillet 2020, qui a modifié le décret n° 2007-243 du 23 février 2007, prescrit la mise en place d'une fonction indépendante de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, chargée notamment d'émettre un avis sur l'évaluation des charges nucléaires et leur échéancier prévisionnel, la cohérence des méthodes et données concernant l'évaluation des charges nucléaires et la politique en matière de sécurisation du financement de ces charges. Cette Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires (FCECN) a été créée au sein de la Société et elle est rattachée au Secrétaire Général (voir la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », paragraphe 5B « Maîtrise du traitement des

déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés »). Les avis émis par la FCECN sont transmis à son autorité de rattachement, aux directions exerçant une responsabilité opérationnelle en matière d'évaluation des charges nucléaires, au CSEN et au Conseil d'administration.

Par ailleurs, le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil [1], qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

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.

Activité en 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de présence	100 %	100 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 53 minutes	3 heures et 11 minutes

En 2021, 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, 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 l'évolution de cette allocation stratégique avant sa soumission au Conseil pour approbation, le résultat des travaux sur la mesure de l'empreinte carbone du portefeuille d'actifs dédiés et le risque climatique associé et sur une première approche de prise en compte du risque climatique dans l'étude ALM des actifs dédiés, la lettre d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, le suivi des risques liés aux actifs dédiés, l'avancement de la mise en place de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, la politique d'EDF en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires s'inscrivant dans le cadre du décret n° 2020-830 du 1er juillet 2020 avant sa soumission au Conseil pour approbation, l'état d'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 actives (ICEDA) (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Les Commissaires aux comptes assistent à toutes les réunions du CSEN.

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 2021.

4.2.3.3 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent 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

Jean-Bernard Lévy	Président	Président-Directeur Général, administrateur nommé par l'Assemblée générale
François Delattre	Membre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Sandrine Lhenry*	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État

* *Mme Sandrine Lhenry est membre du Comité de la stratégie depuis le 28 juillet 2021.*

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, ainsi que la politique en matière de recherche et développement.

Activité en 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de présence*	100 %	96,3 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 30 minutes	3 heures et 13 minutes

* *Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les membres du Conseil pouvant par ailleurs participer aux réunions).*

En 2021, le Comité a examiné en particulier la nouvelle politique santé sécurité du Groupe, le plan stratégique, les enjeux industriels et commerciaux et les résultats et perspectives de Framatome, l'équilibre offre-demande prévisionnel des hivers 2021-2022 et 2022-2023, la stratégie du Groupe en matière de nouveau nucléaire

(1) Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés par le Conseil d'administration le 19 novembre 2019 pour trois ans après avis du CSEN.

à l'international, la stratégie et les actions du groupe EDF en matière d'innovation, l'avancement de CAP 2030, les principales hypothèses du plan moyen terme 2022-2024 et les performances, perspectives et enjeux environnementaux d'EDF Renouvelables.

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 2021.

4.2.3.4 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 présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de responsabilité d'entreprise

Claire Pedini	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Veronique Bédague-Hamilius	Membre	Administratrice nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Claire Bordenave	Membre	Administratrice élue par les salariés
Sandrine Lhenry [1]	Membre	Administratrice élue par les salariés
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Michèle Rousseau [2]	Membre	Administratrice nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

(1) Mme Sandrine Lhenry est membre du Comité depuis le 28 juillet 2021.
(2) Mme Michèle Rousseau est membre du Comité depuis le 4 novembre 2021.

Nombre de membres	6
Nombre d'administrateurs indépendants	4
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 d'entreprise. Il examine la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique. Il s'assure, en lien avec le Comité d'audit, de l'existence de dispositifs d'identification et de gestion des principaux risques dans ces domaines et de la conformité avec les dispositifs légaux et règlementaires.

Dans le cadre de ses missions, il examine notamment les éléments constituant la déclaration de performance extra-financière incluse dans le rapport de gestion en application du Code de commerce, en lien avec le Comité d'audit, le *reporting* annuel éthique et conformité, le rapport annuel du médiateur d'EDF, ainsi que les rapports annuels de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

Le Comité donne son avis au Conseil sur la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes et sur la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes.

Conformément aux meilleures pratiques de place et aux attentes des parties prenantes vis-à-vis de la gouvernance des enjeux climatiques, la Société a renforcé, en 2020, sa gouvernance en matière de climat en désignant une Référente Climat au sein du Conseil d'administration. En complément des missions déjà allouées au Conseil, au Comité de responsabilité d'entreprise et au Comité d'audit en matière suivi des risques et opportunités liés au changement climatique, la fonction de Référente Climat au sein du Conseil d'EDF a été confiée à la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise. En tant que Référente Climat, et en cohérence avec la raison d'être d'EDF, la Présidente du Comité est chargée de :

- veiller, en lien avec le Président du Conseil d'administration et le Référent Climat du Comité exécutif (voir la section 3.1.3 « 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 présentation au Comité de responsabilité d'entreprise par le Référent Climat du Comité exécutif ;
- veiller, en lien avec le Président du Conseil d'administration, 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) (voir les sections 3.1.3.2 « Mise en œuvre des recommandations de la *Task force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) » et 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF ») et rend compte des risques liés au climat.

En novembre 2021, un atelier dédié au climat a été organisé pour le Conseil d'administration à l'initiative de la Référente Climat, dans le cadre du programme annuel de travail du Conseil sur les enjeux climatiques, défini avec le Président-Directeur Général avant le début de chaque exercice (voir la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2021 »). 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 l'entreprise et à renforcer l'implication et l'engagement du Conseil sur l'ensemble des sujets liés au climat.

Le Comité peut soumettre au Conseil d'administration tous avis, propositions et recommandations dans les domaines qui le concernent.

Activité en 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	4	4
Taux moyen de présence	77,5 %	95,8 %
Durée moyenne des seances	1 heure et 40 minutes	2 heures et 23 minutes

En 2021, le Comité a examiné en particulier la déclaration de performance extra-

financière 2020 incluse dans le rapport de gestion 2020, la présentation du Conseil de parties prenantes (voir la section 3.4.1.1.1 « EDF, une pratique du dialogue et de la concertation »), les rapports 2020 de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, les résultats de l'enquête « My EDF group » 2020, le rapport 2020 du Médiateur d'EDF, la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes et le bilan de la mise en œuvre de l'Ambition mixité (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »), la nouvelle politique santé sécurité du Groupe et le bilan annuel santé sécurité, la politique et les actions d'EDF en matière de proximité et de solidarité dans sa relation avec les clients particuliers, les attentes des investisseurs et les actions du groupe EDF en matière de transition juste.

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 2021.

4.2.3.5 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 présent 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
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État

Nombre de membres	4
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

En matière de nominations, le Comité transmet au Conseil 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. 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.

En matière de rémunérations, le Comité examine et donne un avis sur la politique de rémunération des mandataires sociaux visée à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce et 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 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 des actionnaires, 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 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 d'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.

Activité en 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	5	4
Taux moyen de présence	95 %	100 %
Durée moyenne des séances	44 minutes	1 heure et 22 minutes

En 2021, le Comité a examiné le plan de succession de l'ensemble des membres du Comité exécutif, la politique de rémunération des mandataires sociaux (Président-Directeur Général et administrateurs) soumise à l'Assemblée générale du 6 mai 2021 en application de l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, les éléments de gouvernance du rapport de gestion 2021, le renouvellement du mandat de quatre administrateurs dans le cadre du renouvellement échelonné du Conseil en vue de l'Assemblée générale du 6 mai 2021 et la proposition de nomination d'une nouvelle administratrice soumise à l'Assemblée générale du 22 juillet 2021 (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévu par le Code AFEP-MEDEF, la politique de rémunération des dirigeants du groupe EDF (bilan 2020 et évolutions 2021), le renforcement des critères RSE dans la rémunération variable des dirigeants, les conclusions du bilan de l'évaluation interne 2021 du Conseil et des Comités, l'Ambition mixité appliquée aux dirigeants du groupe EDF (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »).

En 2021, le Comité a eu recours à un consultant externe spécialisé pour l'assister dans la recherche de candidates susceptibles de succéder à Mme Laurence Parisot dont le mandat a pris fin le 6 mai 2021.

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 treize 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
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires. Il supervise Edison et les activités gazières
Bruno Bensasson	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables
Béatrice Buffon	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale
Christophe Carval	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe
Véronique Lacour	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Alexandre Perra	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Alain Tranzer	Délégué général à la Qualité Industrielle et aux Compétences Nucléaires
Pierre Todorov	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire

Paul-Marie Dubée assure le Secrétariat du Comité exécutif. Il est Directeur en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales.

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marc Benayoun, 55 ans, 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. 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 et prend 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. 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 plate-forme d'achat de gaz du groupe EDF, basée en Italie.

Bruno Bensasson, 49 ans, est diplômé de l'École polytechnique et de l'École des mines de Paris. Il a débuté son activité 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 occupe 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. Il est administrateur de Luminus et d'EDF Trading.

Béatrice Buffon, 47 ans, est diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Elle commence sa carrière comme responsable des financements chez COGETHERM, une filiale d'EDF spécialisée dans le développement de projets de cogénération de gaz. En 2001, elle rejoint SIIF Énergies qui deviendra EDF Renouvelables pour devenir directrice de projet en 2003. De 2007 à 2009, elle assure les fonctions de directrice adjointe de POWEO Énergies Renouvelables. Elle revient chez EDF Renouvelables en 2010 en tant que directrice du développement pour les grands projets photovoltaïques au sol, puis devient en 2011 Directrice du Développement de l'Eolien Offshore France. En 2014, elle devient Directrice Générale Adjointe d'EDF Renouvelables en charge des énergies marines renouvelables et membre du Comité de Direction d'EDF Renouvelables. Elle est Chevalier de l'Ordre national du Mérite. Depuis février 2020, elle est Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale d'EDF.

Christophe Carval, 61 ans, titulaire d'un diplôme d'ingénieur en électricité d'HEI Lille, a rejoint le groupe EDF en 1982. Il a occupé plus eurs postes de *management* d'Unité Départementale, Régionale et Interrégionale dans le métier de la distribution d'électricité et de gaz. Il a été chargé, en 2007, du projet de création puis du *management* de la Direction des Services Partagés du groupe EDF avec des enjeux de forte rationalisation et de professionnalisation. Il occupait depuis 2014, le poste de Directeur Ressources Humaines, Santé Sécurité et de la Transformation d'Enedis où il a notamment porté les projets de simplification de la structure de l'entrepr se en 25 Directions Régionales et de refonte de son dispos.tif de gouvernance. Depuis juillet 2017, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe. Il est également Président du Conseil de surveillance d'Enedis et membre des Conseils de surveillance de RTE, de CTE, de Framatome et d'EDF Energy.

Xavier Girre, 53 ans, est diplômé de HEC, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires, lauréat de l'Institut d'études politiques de Paris (IEP) et ancien élève de l'ENA. Xavier Girre a commencé sa carrière à la Cour des comptes en 1995, avant de rejoindre le groupe Veolia en 1999, où il a passé douze années et a notamment occupé les postes de Directeur des Risques et de l'Audit du groupe Veolia puis Directeur Général Adjoint en charge des finances de Veolia Transport puis de Veolia Propreté. De 2011 à 2015, il a été DGA et Directeur Financier du groupe La Poste puis Président du Directoire de XAnge Private Equity. Xavier Girre a rejoint EDF en 2015 en tant que Directeur Financier pour la France, avant d'être nommé au Comité exécutif d'EDF. Il est également administrateur d'EDF Energy, d'EDF Renouvelables, de Dalkia, d'Edison, Président du Conseil d'administration d'EDF Trading, membre du Conseil de surveillance d'Enedis, Président-Directeur Général de CTE et Président du Conseil de surveillance de RTE. Xavier Girre est, par ailleurs, administrateur et Président du Comité d'audit de la Française des Jeux. Il est également administrateur indépendant de CNIM. Depuis mars 2016, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière.

Véronique Lacour, 57 ans, est titulaire d'un DESS systèmes d'information de l'université Paris I Panthéon Sorbonne. Elle débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle construit une expérience solide dans les systèmes d'information, avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de Thales. De 2007 à 2009, elle en dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines. 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 Directrice de la Démarche de Progrès en 2013 afin de piloter le programme d'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directrice 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. Véronique Lacour a rejoint le Comité exécutif d'EDF le 1er décembre 2016 afin de diriger les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier, de conseil et de services partagés tertiaires et IT. Depuis 2016, elle est Directrice Exécutive Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle.

Cédric Lewandowski, 52 ans, 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. Il est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie de 2017 à 2019. Il est Président du Conseil d'administration d'ÉS (Électricité de Strasbourg) et gouverneur au *Main Governing Board* de WANO. Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Alexandre Perra, 41 ans, est diplômé de l'Institut d'études politiques (2005) et titulaire d'une maîtrise de lettres modernes. Avant de rejoindre EDF, il avait intégré Thales en 2007, d'abord au département stratégie, avant de prendre en charge la Communication Internationale du Groupe puis la direction des Relations Médias. En 2012, il avait été nommé Directeur Adjoint de la Communication. Il rejoint EDF en novembre 2014 comme Directeur auprès du Président-Directeur Général d'EDF, en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales. Il a participé à la définition de la stratégie d'entreprise CAP 2030 mise en œuvre depuis 2015 et s'est impliqué dans les dossiers stratégiques de l'entreprise. En 2017, Alexandre Perra a préparé la stratégie d'EDF dans le domaine du stockage de l'électricité. Il a assuré en 2018 la direction du plan Stockage. En 2017, il a lancé le projet Y, toujours en cours, dispositif visant à mobiliser des salariés de moins de 35 ans pour accélérer la transformation d'EDF. Il est également sponsor de Parlons Énergies, le programme d'intelligence collective du Groupe favorisant le dialogue entre les salariés pour enrichir la stratégie de l'entreprise et de ses entités et filiales. Alexandre Perra est administrateur de la Fondation EDF et membre des Franco-British Young Leaders dont il a rejoint le programme en 2017. Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie.

Simone Rossi, 53 ans, 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 nommée en mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale d'EDF. Depuis le 1er novembre 2017, il est *Chief Executive Officer* d'EDF Energy et Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Pierre Todorov, 63 ans, ancien élève de l'École normale supérieure (Ulm) et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégé de philosophie. Pierre Todorov est auditeur, puis maître des requêtes au Conseil d'État de 1986 à 1990. Il rejoint à cette date le groupe Lagardère, au sein duquel il exerce diverses fonctions dans la branche médias, notamment celle de Directeur Général Adjoint International d'Hachette Filipacchi. En 1997, il est nommé Secrétaire Général du groupe Accor, fonction qu'il exerce jusqu'en 2008. Entre 2008 et 2011, il est associé du cabinet d'avocats Hogan Lovells LLP, puis il rejoint PSA Peugeot Citroën en 2011, en qualité de Secrétaire Général, membre du Comité de Direction Générale. Depuis février 2015, Pierre Todorov est Directeur Exécutif en charge du Secrétariat Général du Groupe.

Alain Tranzer, 55 ans, 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 CO_2, 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. Il est membre du Comité exécutif d'EDF.

Xavier Ursat, 55 ans, diplômé de l'École polytechnique et de télécom Paris. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote notamment 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 et Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Président du Comité Stratégique de Filière Nucléaire (CSFN) et Président 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 gouverneur honoraire du Conseil mondial de l'eau. Depuis mars 2015, Xavier Ursat est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire.

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 de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du code de déontologie boursière d'EDF (voir la section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société »). En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de Fonds Communs de Placement du plan d'épargne entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, peuvent être soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

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 condamnation pour fraude, corruption, d'une faillite, d'une mise sous séquestre, d'une liquidation ou d'un placement sous administration judiciaire.

À l'issue d'une enquête diligentée par l'Autorité des marchés financiers (AMF) en juillet 2016 sur l'information financière d'EDF depuis le 1er juillet 2013, le Collège de l'AMF a notifié des griefs à l'encontre du Président-Directeur Général d'EDF le 5 avril 2019. Jean-Bernard Lévy a été mis hors de cause par une décision, devenue définitive sur ce point, de la Commission des sanctions de l'AMF du 28 juillet 2020 (voir la section 7.1.5 « Litiges »). Michèle Rousseau a par ailleurs été condamnée le 4 septembre 2018 au paiement d'une amende par la Cour de discipline budgétaire et financière pour avoir, en qualité de Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, accordé une aide, jugée irrégulière, à une station d'épuration. À la connaissance d'EDF, aucun autre administrateur n'a fait l'objet d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années.

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'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur 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 et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF

Au 31 décembre 2021, les membres du Conseil d'administration de la Société, dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2021, détenaient un total de 3 833 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par ces administrateurs au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2021 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2021	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2020
Karine Granger	25	25
Colette Lewiner [3]	2 038	1 969
Sandrine Lhenry [3]	34	0
Philippe Petitcolin	10	10
Vincent Rodet [4]	289	2 905
Christian Taxil [4]	1 437	1 360
TOTAL	**3 833**	**6 269**

(3) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).
(4) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Les administrateurs dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2021, non mentionnés dans le tableau ci-dessus, ne détiennent aucune action EDF.

4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un code de déontologie régulièrement mis à jour.

En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant lesquelles toute personne ayant un accès permanent ou ponctuel à des informations privilégiées, y compris les tiers agissant au nom ou pour le compte du Groupe, et, s'agissant plus spécifiquement des périodes de *black-out*, toutes les personnes exerçant des fonctions dirigeantes au sein du Groupe, doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés.

Le code de déontologie rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants, les responsables de haut niveau ainsi que les personnes qui leur sont étroitement liées de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations qu'ils effectuent pour leur propre compte sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés. En effet, selon les termes de l'article 19 du règlement MAR, précisés par l'article 223-22 A du règlement général de l'AMF, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la Société à l'AMF et à la Société dans un délai de trois jours ouvrés suivant leur réalisation, lorsque le montant cumulé de ces opérations excède la somme de 20 000 euros au titre de l'année civile en cours.

Conformément aux dispositions du règlement général de l'AMF [1], le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées [2] au cours du dernier exercice.

Vincent Rodet a déclaré à l'AMF et à la Société la cession de 2 396,75 parts du fonds actions EDF du Plan d'Epargne Groupe réalisée au cours de l'exercice 2021, pour un montant total de 32 135,61 euros. Aucune autre opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2021 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux - Politique de rémunération

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 2020 et 2021 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 (voir la section 4.6.2 pour le Président-Directeur Général et la section 4.6.3 pour les administrateurs). Les tableaux figurant aux sections 4.6.2 et 4.6.3 ont été établis selon le format préconisé par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.

En application de l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, cette section présente également la politique de rémunération des mandataires sociaux établie par le Conseil d'administration (voir la section 4.6.1 ci-après), qui sera soumise à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 12 mai 2022.

(1) Article 223-26 du règlement général de l'AMF.
(2) Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.

4.6.1 Politique de rémunération

Conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, la politique de rémunération des mandataires sociaux est établie par le Conseil d'administration.

En application des articles L. 22-10-16 et L. 22-10-17 du Code de commerce, 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 section 4.2.3.5 « 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° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, qui a modifié le décret du 9 août 1953 et plafonne sa rémunération à 450 000 euros bruts.

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance donne également son avis au Conseil sur les règles et modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale des actionnaires en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

Lors de l'Assemblée générale du 6 mai 2021, les cinq résolutions portant sur la rémunération et la politique de rémunération des mandataires sociaux d'EDF (de la 7e à la 11e résolutions) ont été adoptées à une très large majorité, puisqu'elles ont toutes recueilli plus de 99,9 % de voix favorables.

4.6.1.1 Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2022, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2022 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-après concernant le Président-Directeur Général :

Éléments de la rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Politique au titre de l'exercice 2022
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil réuni le 17 février 2022 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2022. Cette rémunération fixe annuelle, qui correspond au plafond prévu par le décret du 9 août 1953, demeure inchangée depuis la nomination de M. Lévy en qualité de Président-Directeur Général d'EDF en 2014.
Rémunération variable	néant	néant	Néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	Néant
Possibilité de report ou de restitution de la rémunération variable	n.a.	n.a.	n.a.
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	Néant
Options d'actions, actions de performance ou tout autre avantage de long terme	néant	néant	Néant
Rémunération à raison du mandat d'administrateur	n.a.	n.a.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.
Avantages de toute nature	3 660	3 660	Avantage correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction que le Conseil a décidé de maintenir au titre de l'exercice 2022.
Indemnité de prise de fonction	néant	néant	Néant
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	néant	néant	Néant
Clause de non-concurrence	néant	néant	Néant
Retraite supplémentaire	néant	néant	Néant
Rémunérations versées ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	néant	néant	Néant

n.a. : non applicable

La rémunération du Président-Directeur Général étant fixée au montant du plafond fixé par le décret du 9 août 1953 et n'incluant pas de part variable, sa détermination ne repose pas sur des critères liés aux performances de la Société.

Ratios d'équité [1] et évolution des rémunérations 2017-2021

Conformément à l'article L. 22-10-9 du Code de commerce, 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 dirigeant mandataire social, le 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 dirigeant mandataire social, le Président-Directeur-Général), ainsi que l'évolution organique de l'EBITDA Groupe sur la même période.

	2021	2020	2019	2018	2017
Rémunération du Président-Directeur Général [1]	453 660	453 660	453 660	452 868	452 868
Évolution de la rémunération du Président-Directeur Général [2]	0 %	0 %	0,2 %	0 %	0 %
Ratio d'équité/Rémunération moyenne [3]	6,6	6,6	6,8	7,1	7,1
Ratio d'équité/Rémunération médiane [3]	7,2	7,2	7,4	7,7	7,9
Évolution du salaire moyen [2][4]	- 0,2 %	+ 2,87 %	+ 3,66 %	+ 0,98 %	+ 1,43 %
Évolution du salaire médian [2][4]	- 0,1 %	+ 3,54 %	+ 4,16 %	+ 1,81 %	+ 2,07 %
Évolution organique de l'EBITDA Groupe [2]	+ 11,3 %	- 2,70 %	+ 8,40 %	+ 11,30 %	- 14,80 %

(1) La rémunération totale du Président-Directeur Général comprend son salaire fixe et ses avantages en nature.
(2) Évolution constatée en année N par rapport à l'année N-1.
(3) Les salaires 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 du salaire moyen et du salaire médian constatée entre les exercices 2020 et 2021 est due principalement à la prime dite Macron, versée en 2020 et non reconduite en 2021, et à l'évolution à la baisse par rapport à 2020 des montants versés en 2021 en application de l'accord d'intéressement (voir la section 3.3.3.7.2 « Dispositifs de rémunération variable au service de la performance »

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, continument présents sur l'année 2021, soit environ 60 000 salariés, ce qui représente la totalité des effectifs d'EDF en France et près de 50 % des effectifs du Groupe en France.

4.6.1.2 Politique de rémunération applicable aux administrateurs

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2022, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2022 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-dessous concernant le montant et la répartition entre les administrateurs des sommes qui leur sont versées au titre de leur mandat en application du premier alinéa de l'article L. 225-45 et de l'article L. 22-10-14 du Code de commerce.

Enveloppe et répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat

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 du 5 janvier 2018 [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.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires une somme fixe annuelle à allouer ensuite aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil et présentées dans la présente politique de rémunération. Le Conseil réuni le 17 février 2022 a décidé de soumettre à l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2022 une enveloppe annuelle de 440 000 euros pour l'exercice 2022.

Les modalités de répartition de cette enveloppe annuelle, applicables depuis l'exercice 2011, ont été réexaminées et confirmées par le Conseil d'administration le 17 février 2022. Le montant total de l'enveloppe 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.

Il n'est prévu de verser aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération aux administrateurs au cours de l'exercice 2022, 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.

(1) Les ratios ont été établis conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.
(2) Les dispositions de l'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, sont applicables depuis le 1er février 2018. Précédemment, l'arrêté du 18 décembre 2014 prévoyait que la rémunération perçue par ces administrateurs était versée à hauteur de 30 % aux administrateurs concernés, les 70 % restants étant versés au budget de l'État.

4.6.2 Rémunération globale du Président-Directeur Général

4.6.2.1 Rémunération du Président-Directeur Général

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES AU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL - TABLEAU AMF N° 1 [1]

(en euros)	Exercice 2021	Exercice 2020
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	453 660	453 660
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	**453 660**	**453 660**

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Comme indiqué à la section 4.6.4, 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'attributions gratuites d'actions.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures versées à Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, au cours des exercices 2020 et 2021 ou dues au titre des exercices 2020 et 2021.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL - TABLEAU AMF N° 2 [1]

	Exercice 2021		Exercice 2020	
(en euros)	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
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
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 [2]	3 660	3 660	3 660	3 660
TOTAL	**453 660**	**453 660**	**453 660**	**453 660**

(1) Tableau n° 2 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Cet avantage correspond à la mise à disposition d'une voiture de fonction

4.6.2.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Rémunération au titre de l'exercice 2021

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 9 février 2021 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2021.

Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 17 février 2021 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2021. La rémunération du Président-Directeur Général comporte également des avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

Rémunération au titre de l'exercice 2022

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2022 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2022.

Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 17 février 2022 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2022. La rémunération du Président-Directeur Général comporte également des avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

4.6.2.3 Autres éléments de rémunération

En 2021, M. Jean-Bernard Lévy n'a pas perçu de rémunération au titre de ses mandats d'administrateur et de Président du Conseil d'administration d'EDF. Il n'a par ailleurs perçu aucune rémunération au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au Président-Directeur Général en 2021, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action n'a été attribuée gratuitement au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune n'est devenue disponible.

M. Jean-Bernard Lévy n'a reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF.

Il ne bénéficie, de la part de la Société, d'aucune indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence et n'a pas de contrat de travail ni de régime de retraite supplémentaire.

TABLEAU DE SYNTHÈSE - CONTRAT DE TRAVAIL, RETRAITE SUPPLÉMENTAIRE, INDEMNITÉS DE DÉPART ET CLAUSE DE NON-CONCURRENCE - TABLEAU AMF N° 11 (1)

Dirigeant mandataire social*	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général	non	non	non	non

** Tableau n° 11 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.*

4.6.3 Rémunération globale des administrateurs

Rémunérations attribuées et versées aux administrateurs en 2021

L'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 6 mai 2021 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une somme fixe annuelle à allouer aux administrateurs en rémunération de leur mandat de 440 000 euros pour l'exercice 2021.

Les modalités de répartition de cette enveloppe, qui sont examinées annuellement par le Conseil d'administration lors de l'approbation de la politique de rémunération des mandataires sociaux, demeurent inchangées depuis l'exercice 2011 (voir le détail à la section 4.6.1.2 « Politique de rémunération applicable aux administrateurs »).

Les administrateurs élus par les salariés, qui ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur mandat d'administrateur, perçoivent des rémunérations fixes et/ou variables au titre de leurs contrats de travail avec la Société.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée au cours des exercices 2020 et 2021, ni attribuée au titre de ces mêmes exercices aux administrateurs, 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.

Les tableaux ci-dessous font apparaître les montants bruts des rémunérations attribuées au titre des exercices 2020 et 2021 et versées au cours des exercices 2020 et 2021 aux membres du Conseil d'administration au titre de leur mandat, en application des articles L. 225-45 et L. 22-10-14 du Code de commerce.

	Exercice 2021		Exercice 2020	
Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2021	Rémunération attribuée en 2021 (1)	Rémunération versée en 2021 (2)	Rémunération attribuée en 2020 (1)	Rémunération versée en 2020 (2)
Véronique Bédague-Hamilius	31 436	37 857	37 857	10 761
Nathalie Collin (3)	19 205	0	n.a.	n.a.
Bruno Crémel	40 149	40 000	40 000	34 628
François Delattre	35 792	35 000	35 000	28 191
Gilles Denoyel	41 238	40 714	40 714	34 628
Marie-Christine Lepetit	46 139	44 286	44 286	45 745
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Colette Lewiner	46 139	47 143	47 143	51 011
Claire Pedini	43 969	45 000	45 000	44 574
Philippe Petitcolin	39 059	33 571	33 571	28 191
Michèle Rousseau	39 604	38 571	38 571	37 553
Martin Vial	40 149	39 286	39 286	39 309
TOTAL *(en euros)*	**422 870**	**401 428**	**401 428**	**354 591**

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 l'exercice.
(2) Les versements réalisés 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) Administratrice dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2021.

	Exercice 2021		Exercice 2020	
Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2021	Rémunération attribuée en 2021 (1)	Rémunération versée en 2021 (2)	Rémunération attribuée en 2020 (3)	Rémunération versée en 2020 (4)
Laurence Parisot	12 924	35 505	38 571	35 213
TOTAL *(en euros)*	**12 924**	**35 505**	**38 571**	**35 213**

n.a. : non applicable.

(1) Les rémunérations attribuées en 2021 comprennent la part fixe due au titre de 2021, déterminée au prorata de la durée du mandat sur l'exercice 2021, ainsi que la part variable au titre de l'exercice 2021.
(2) Les versements réalisés en 2021 comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice 2020, ainsi que la part fixe due au titre de 2021 déterminée au prorata de la durée du mandat sur l'exercice 2021
(3) Les rémunérations attribuées au titre d'un exercice comprennent la totalité de la part fixe et de la part variable dues au titre de l'exercice.
(4) Les versements réalisés 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.

4.6.4 Options de souscription 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 (1).

(1) À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.

18,3 Mds€

INVESTISSEMENTS BRUTS OPÉRATIONNELS

~ 94 %

DES INVESTISSEMENTS CONFORMES A LA TRAJECTOIRE DE NEUTRALITÉ CARBONE DU GROUPE

661 M€

DEPENSES DE R&D



www.edf.fr

5 PERFORMANCE FINANCIÈRE ET PERSPECTIVES

5.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT 2021 **302**

5.1.1 Chiffres clés 302
5.1.2 Éléments de conjonture 303
5.1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2021 et 2020 309
5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements 316
5.1.5 Gestion et contrôle des risques marchés 319

5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE **325**

5.3 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À L'ARRÊTÉ DES COMPTES **325**

5.4 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉS À FIN FÉVRIER 2022 **326**

5.5 PERSPECTIVES FINANCIÈRES **327**

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2021

5.1.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Impact de la crise sanitaire Covid-19 : (voir la note 1.4.3 « Conséquences de la crise sanitaire Covid-19 » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021).

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation (en %)	Variation organique (en %)
Chiffre d'affaires	84 461	69 031	15 430	22,4	21,6
EBE	18 005	16 174	1 831	11,3	11,3
Résultat d'exploitation	5 225	3 875	1 350	34,8	35,9
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 585	1 293	4 292	331,9	334,3
Résultat net part du Groupe	5 113	650	4 463	686,6	719,1
Résultat net courant [1]	4 717	1 969	2 748	139,6	150,3
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	4 170	1 468	2 702	184	n.a
Cash-flow Groupe [2]	(1 525)	(2 660)	1 135	42,7	n.a
Endettement financier net [3]	42 988	42 290	698	1,6	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 et les investissements relatifs aux projets Hinkley Point C et Linky (voir la section 5.1.3). Le montant 2020 correspond à un montant proforma.

(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 conjonture

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 2021 en base *(€/MWh)*	109,2	137,6	125,7	104,1
Variation 2021/2020 des moyennes en base	+ 239,0 %	+ 247,5 %	+ 223,1 %	+ 226,6 %
Moyenne 2021 en pointe *(€/MWh)*	127,4	161,7	141,5	120,5
Variation 2021/2020 des moyennes en pointe	+ 227,0 %	+ 250,6 %	+ 216,4 %	+ 218,0 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base

En **France**, les prix spot de l'électricité ont augmenté de 77,0 €/MWh par rapport à 2020.

La forte hausse des prix des commodités pendant le second semestre 2021 a entraîné une augmentation importante du coût de production de l'électricité à partir des moyens thermiques à flamme. La hausse de la demande, liée en partie à la reprise économique, notamment aux deuxième et quatrième trimestres, a également contribué à cette tension. Enfin, la production renouvelable en retrait par rapport à 2020 (- 3,8 %, soit - 1,9 TWh) a favorisé cette tendance.

En 2021, la demande française s'est établie à 471 TWh, en hausse de 21,6 TWh par rapport à 2020, soit + 4,8 %, du fait de températures en moyenne inférieures à 2020 et d'un moindre effet de la crise sanitaire. Face à cette demande, la production française a augmenté de 21,1 TWh. Cette hausse s'explique par la hausse des productions nucléaire pour + 25,2 TWh, thermique à flamme pour + 0,8 TWh et solaire pour + 1,3 TWh, tandis que les productions éoliennes et hydrauliques ont diminué respectivement de 3,2 TWh et 3,3 TWh.

Le solde exportateur de la France s'est établi à 44,3 TWh. Malgré une hausse de la consommation, le niveau de production élevé a permis de maintenir un solde exportateur égal à celui de l'an passé. Les flux exportateurs ont augmenté de 7,9 TWh pour atteindre 86,5 TWh. Ils sont en hausse sur l'ensemble des frontières à l'exception de la zone CWE [2] où ils étaient en recul de 4,3 TWh. Les imports se sont élevés à 42,2 TWh, en hausse de 8,0 TWh sur l'ensemble des frontières à l'exception de l'Italie (- 0,03 TWh) et de la Suisse (- 0,3 TWh) où ils étaient en légère baisse.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot moyens de l'électricité ont augmenté de 98,0 €/MWh par rapport à 2020. La hausse a été observée sur l'ensemble de l'année et s'est accentuée à partir de septembre jusqu'à fin décembre. Elle s'explique par la reprise de la demande, une hausse du coût de production des moyens gaz et une production renouvelable en recul dans toute l'Europe de l'ouest.

En **Italie**, les prix spot moyens ont augmenté de 86,8 €/MWh par rapport à 2020. Cette hausse illustre l'impact de la reprise de la demande et de la part importante du gaz dans le mix électrique italien. En effet, les prix du gaz ont été en forte hausse pendant l'année dans un contexte de stocks à des niveaux bas au début de l'hiver en Europe.

En **Belgique**, les prix spot ont augmenté de 72,2 €/MWh rapport à 2020. Cette hausse est également portée par un niveau élevé des prix du gaz, du charbon et du CO_2, une moindre production renouvelable, un hiver froid et une hausse de la demande.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;
Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

(2) Central Western Europe : Europe centrale et de l'Ouest

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 2022 à terme en base sur l'année 2021 *(€/MWh)*	95,5	96,0	96,9	86,0
Variation 2021/2020 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 112,8 %	+ 98,6 %	+ 97,2 %	+ 111,4 %
Prix à terme du contrat annuel 2022 en base au 31 décembre 2021 *(€/MWh)*	249,54 (2)	174,96	169,33	159,96
Moyenne du prix du contrat annuel 2022 à terme en pointe sur l'année 2021 *(€/MWh)*	122,5	110,7	106,4	102,8
Variation 2021/2020 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 111,7 %	+ 102,3 %	+ 92,4 %	+ 98,2 %
Prix à terme du contrat annuel 2022 en pointe au 31 décembre 2021 *(€/MWh)*	330,0 (2)	211,15	198,73	197,93

(1) Dernière cotation de l'année pour le produit Cal+1 base France en date du 29/12/2021.
(2) Dernière cotation de l'année pour le produit Cal+1 peak France en date du 29/12/2021.

Dans toute l'Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe ont été en forte hausse par rapport à 2020. Ces hausses s'expliquent par la hausse des prix des commodités (gaz, charbon et CO_2).

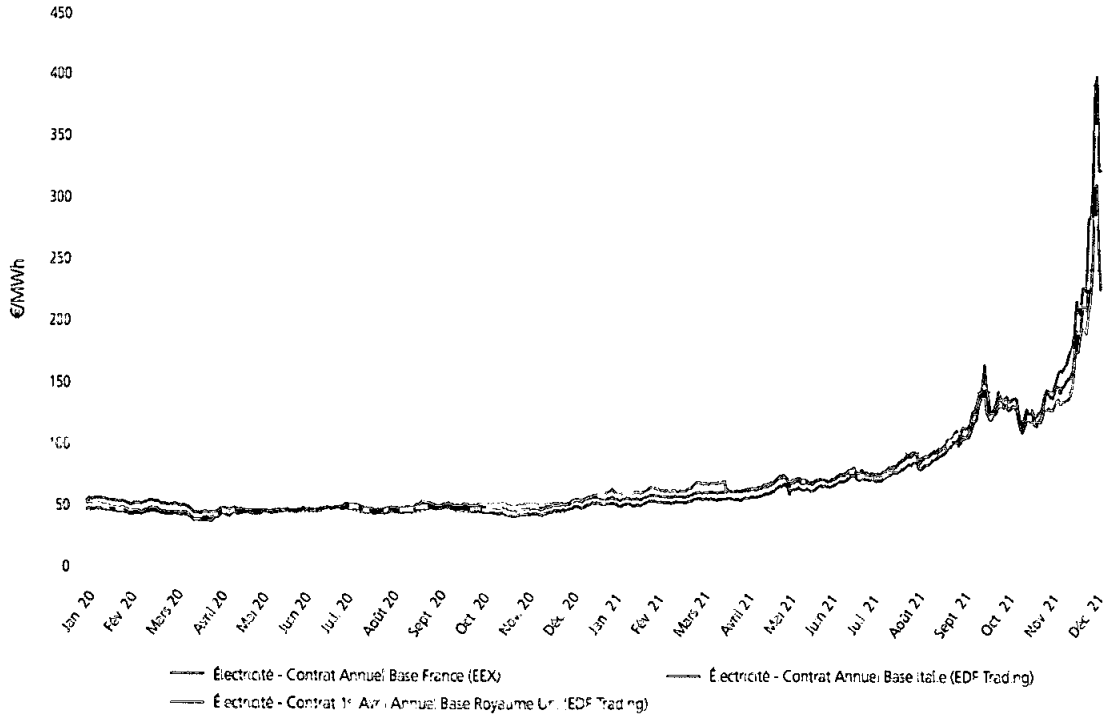
En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 a connu une hausse constante pendant toute l'année, puis il a fortement augmenté en décembre pour s'établir à 256,5 €/MWh en moyenne sur le mois. Cette hausse s'explique notamment par une très forte hausse des prix sur le marché du gaz et, dans une moindre mesure, par les prix du CO_2 et du charbon, notamment au second semestre. Elle s'est accentuée pendant les dernières semaines de décembre en raison de l'anticipation de tensions sur l'équilibre offre demande suite à l'annonce d'indisponibilités de certaines centrales nucléaires. Le prix de l'électricité pour livraison l'année suivante a alors atteint des records avec un plus haut observé à 407,5 €/MWh le 22 décembre.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel April Ahead en base, courant du 1er avril N+1 au 31 mars N+2, a augmenté de 98,6 %. Le prix a connu une augmentation tout au long de l'année et une très forte hausse pendant le mois de décembre suite à l'augmentation du prix des commodités.

En **Italie**, la hausse de + 97,2 % du contrat annuel pour l'année N+1 en base est liée à l'augmentation des prix des commodités. Le prix du CO_2 est resté volatil et a suivi une tendance haussière qui s'est répercutée sur le prix de l'électricité, compte tenu de la part élevée du gaz dans le mix électrique italien.

En **Belgique**, la hausse de 111,4 % par rapport à 2020 du contrat annuel pour l'année N+1 en base a été particulièrement prononcée au quatrième trimestre du fait de la hausse des prix des commodités.

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1) en €/MWh



(1) **France** : cotation EEX de l'année suivante ;
Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;
Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2021 puis avril 2022 (au Royaume-Uni, la durée du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).

5.1.2.1.3 Évolution du prix des quotas d'émission de CO_2 (1)

Le prix du **certificat d'émission** pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 54,0 €/t en 2021 (+ 115,0 % ou + 28,9 €/t vs 2020). Le prix du quota de CO_2 a suivi une tendance fortement haussière pendant toute l'année 2021.

Il a débuté l'année 2021 dans un environnement politique favorable suite à l'annonce en janvier du retour des États-Unis dans l'Accord de Paris. Puis, l'Europe a présenté le 14 juillet son projet de réduction des émissions de gaz à effet de serre à 55 % contre 40 % initialement à horizon 2030. En fin d'année, la proposition du gouvernement allemand sur l'établissement d'un prix minimum du carbone a renforcé la hausse des prix.

Par ailleurs, les températures ont été inférieures aux normales de saison pendant le mois d'avril, ce qui a impliqué une forte sollicitation des moyens thermiques à flamme. Et, à partir du troisième trimestre, l'emballement des prix du gaz dans un contexte de crainte sur le niveau des stocks européens a tiré à la hausse la production issue du charbon.

Enfin, les prix ont évolué au gré des prises de position financières spéculatives qui ont contribué à l'augmentation de la volatilité du quota.

Évolution du prix des quotas do CO_2 en €/t - livraisons en €/t en décembre de l'année N+1 (ICE)



5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles (2)

(PEG Nord – en €/MWhg).	**Charbon** *(US$/t)*	**Pétrole** *(US$/bbl)*	**Gaz naturel** *(€/MWhg)*
Moyenne 2021	94,6	70,9	30,2
Variation 2021/2020 des moyennes annuelles	+ 63,2 %	+ 64,0 %	+ 131,8 %
Plus haut sur l'année 2021	184,0	86,4	140,3
Plus bas sur l'année 2021	64,2	51,1	15,8
Prix au 31 décembre 2021	99,3	77,78	50,0
Prix au 31 décembre 2020	68,85	51,8	16,4

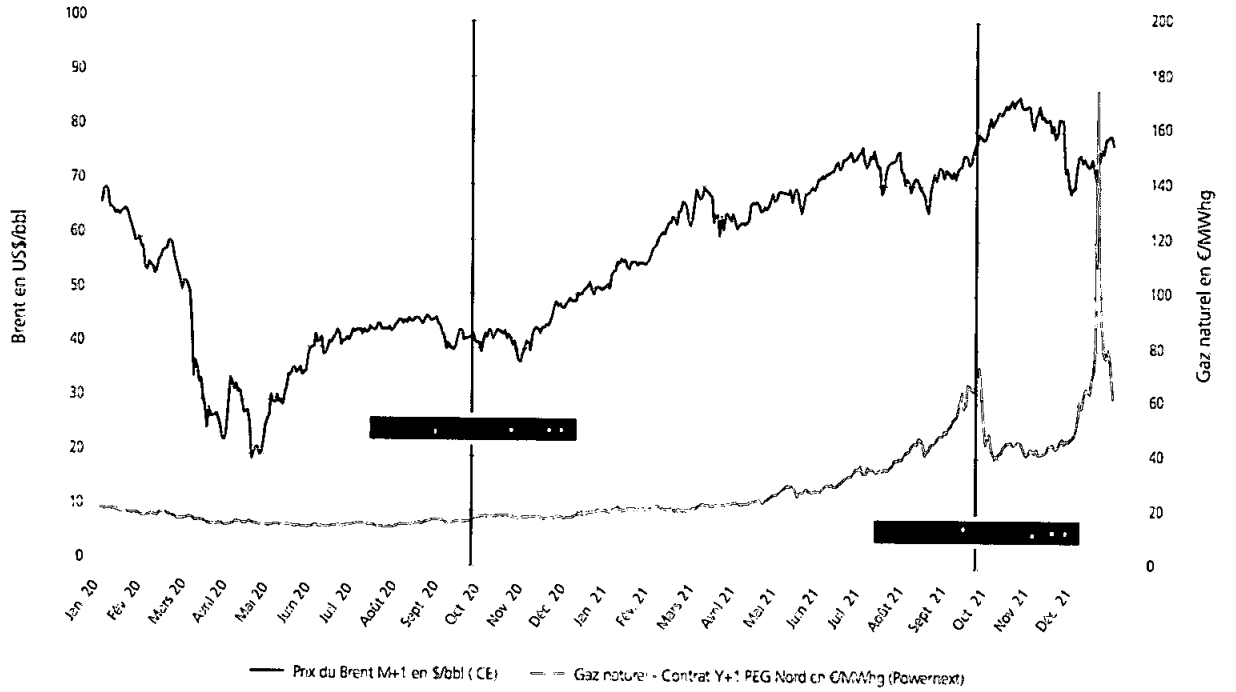
Le prix du **charbon** pour livraison en Europe pour l'année N+1 a augmenté de + 63,2 % par rapport à 2020. En Chine, les importations et l'augmentation de la production n'ont pas permis de faire face à la hausse de la demande. Puis, l'envolée des prix du gaz a eu pour conséquence de rendre les moyens de production au charbon durablement compétitifs. En Europe, les vagues de froid ont poussé les pays à reconstituer leurs stocks de charbon. Enfin, certains pays producteurs (Colombie, Russie, Afrique du Sud, Australie, Indonésie) ont rencontré des problèmes de production causés par des mouvements sociaux et des conditions météorologiques défavorables.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020) et de la phase IV (2021-2030).
(2) Charbon : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US$/t).
Pétrole : Brent Blend de pétrole brut première référence ICE (front month – en US$ bar.).
Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France.

Le prix du **pétrole** a augmenté de + 64,0 % par rapport à 2020. En effet, la demande mondiale a été en forte hausse, en raison de la reprise économique et de la mise en œuvre des plans de relance aux États-Unis et en Europe. L'ajustement de la production par les pays membres de l'OPEP+ en fonction de la demande mondiale anticipée par l'IEA [1] a permis de limiter la hausse.

Le prix du **contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG a augmenté de + 131,8 %. Les températures plus faibles au printemps ont fait baisser le niveau des stocks en Europe. En Asie, les températures plus extrêmes ont engendré une forte consommation de gaz pour le chauffage et la climatisation. La Chine a importé plus de gaz dans un contexte de tension politiques l'amenant à arrêter les importations de charbon australien. Les incertitudes sur les flux de gaz depuis la Russie *via* l'Ukraine, ou *via* NordStream 2 ont nourri les tensions sur le marché européen. Par ailleurs, la concurrence entre les marchés européens et asiatiques pour attirer les cargos de GNL a contribué à la tendance haussière. Enfin, les annonces du président russe et les tensions géopolitiques à l'est de l'Europe ont fait s'envoler le prix du gaz au début de l'hiver.

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

En 2021, la **consommation d'électricité** a affiché une hausse significative de 21,6 TWh par rapport à celle de 2020, soit + 4,8 %. Elle s'explique principalement par un effet climat (baisse des températures) à hauteur de + 15 TWh et par la reprise économique après la crise sanitaire (+ 6 TWh). En revanche, l'année 2020 étant bissextile, la journée de moins en 2021 a eu un impact négatif de 1,4 TWh.

La **consommation de gaz** a augmenté de 27,3 TWh par rapport à celle de 2020. Elle s'explique principalement par la hausse de la demande, à l'exception du troisième trimestre où elle a baissé de 8,8 TWh. En effet, les températures moyennes ont été de 0,3 °C en dessous des normales de saison pendant le deuxième trimestre où la demande a augmenté de 21,7 TWh. De plus, les épisodes de froid (mi-février et première quinzaine d'avril) ont entraîné des pics de consommation des ménages. En revanche, la consommation de gaz des sites industriels a été relativement stable.

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

En 2021, la **consommation d'électricité** a augmenté de 3 % par rapport à celle de 2020. Elle s'explique principalement par la reprise de l'activité en 2021 après une année 2020 marquée par la crise sanitaire.

La **consommation de gaz** a également augmenté de 5 % en 2021 par rapport à 2020 en lien avec une baisse des températures.

5.1.2.2.3 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

À fin décembre 2021, la **consommation d'électricité** en Italie [2] s'est établi à 319,4 TWh, en hausse de 5,5 % par rapport à 2020 essentiellement du fait de la reprise d'activité suite à la crise sanitaire de 2020. Les moyens de production thermique et éolien (surtout lors du dernier trimestre du fait de conditions de vent favorables) ont permis de faire face à cette hausse. Les importations nettes ont retrouvé leur niveau d'avant la crise sanitaire, soit 42,8 TWh, en hausse de 32,9 % par rapport à 2020.

La demande de gaz naturel en Italie [3] s'est établi à 76,2 bcm, en hausse de 7,8 % par rapport à 2020 et a confirme la tendance de reprise d'activité constatée suite à la levée des restrictions liées à la crise sanitaire. Tous les secteurs ont enregistré une augmentation avec une croissance de la consommation résidentielle particulièrement importante (+ 10,2 % par rapport à 2020) en lien avec un hiver 2021 plus rigoureux.

(1) International Energy Agency, Agence internationale de l'énergie.
(2) Données Italie : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien retraitées par Edison.
(3) Données Italie : ministère du Développement économique (MSE) : données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente d'électricité ont augmenté :

- le 1er février 2021 de + 1,93 % HT (+ 1,61 % TTC) pour les tarifs bleus résidentiels et de + 3,23 % HT (+ 2,61 % TTC) pour les tarifs bleus non résidentiels ;
- le 1er août 2021 de 1,08 % HT (+ 0,48 % TTC) pour les tarifs bleus résidentiels et de + 0,84 % HT (+ 0,38 % TTC) pour les tarifs bleus non résidentiels.

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1er janvier 2019. Le niveau du plafond est actualisé tous les 6 mois pour tenir compte notamment de l'évolution des prix de marché pendant les six mois précédents. Le tarif déterminé pour la période du 1er octobre 2021 au 31 mars 2022 (en hausse de 12 %) n'a pas reflété la forte augmentation des coûts d'approvisionnement liée à la hausse des prix de l'énergie et notamment du gaz depuis le mois de septembre 2021. En conséquence, l'Ofgem a mené une consultation concernant la méthodologie de plafonnement des prix afin de s'assurer que celle-ci reflète de manière appropriée les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs.

Le 4 février 2022, l'Ofgem a annoncé une hausse du plafond de 54 % pour la période du 1er avril 2022 au 30 septembre 2022. Compte tenu de cette très forte augmentation, le gouvernement britannique a annoncé des mesures de soutien aux consommateurs pour environ 9 milliards de livres sterling via une réduction de 200 de livres sterling de la facture d'octobre 2022 pour chaque foyer à rembourser sous 5 ans, ainsi que d'autres aides pour les consommateurs les plus vulnérables.

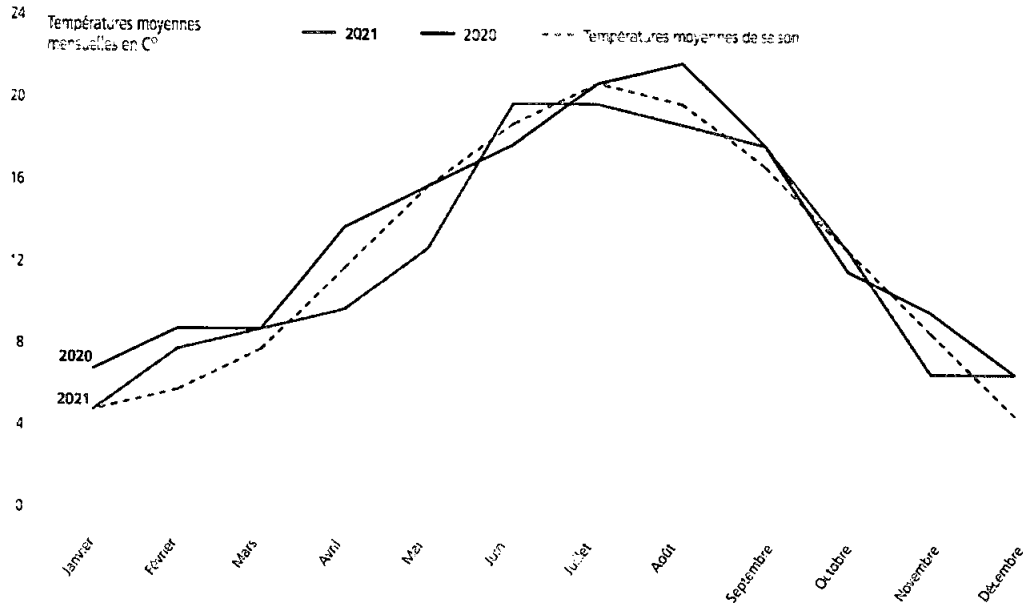
En **Italie**, le prix moyen 2021 du tarif d'électricité PUN TWA (*Single National Time Weighted Average*) s'est établi à un niveau de 125,5 euros/MWh, en hausse de 222,4 % par rapport au 2020 (38,9 euros/MWh). Cette hausse significative s'explique par une forte hausse de la demande liée au redressement de l'économie post crise sanitaire et à la hausse des coûts de production thermique (gaz, quotas de CO_2). Le prix du gaz spot a marqué une hausse significative de 342,8 % par rapport à 2020. Des températures plus basses à partir du mois de mai ont amené à consommer très fortement les réserves de gaz, ce qui a amplifié la hausse.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

5.1.2.4.1 Températures en France

Avec une température moyenne de 12,4 °C, l'année 2021 a été relativement froide (0,3 °C sous la normale). Cette fraîcheur a été particulièrement notable aux mois de mai, juillet, août et novembre. L'année 2021 a néanmoins connu quelques épisodes plus chauds pendant le mois de septembre, ainsi qu'en hiver (fin janvier, fin février, fin mars et fin décembre).

Températures [1] [2] mensuelles moyennes en France



(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes pondérée par leur consommation électrique.

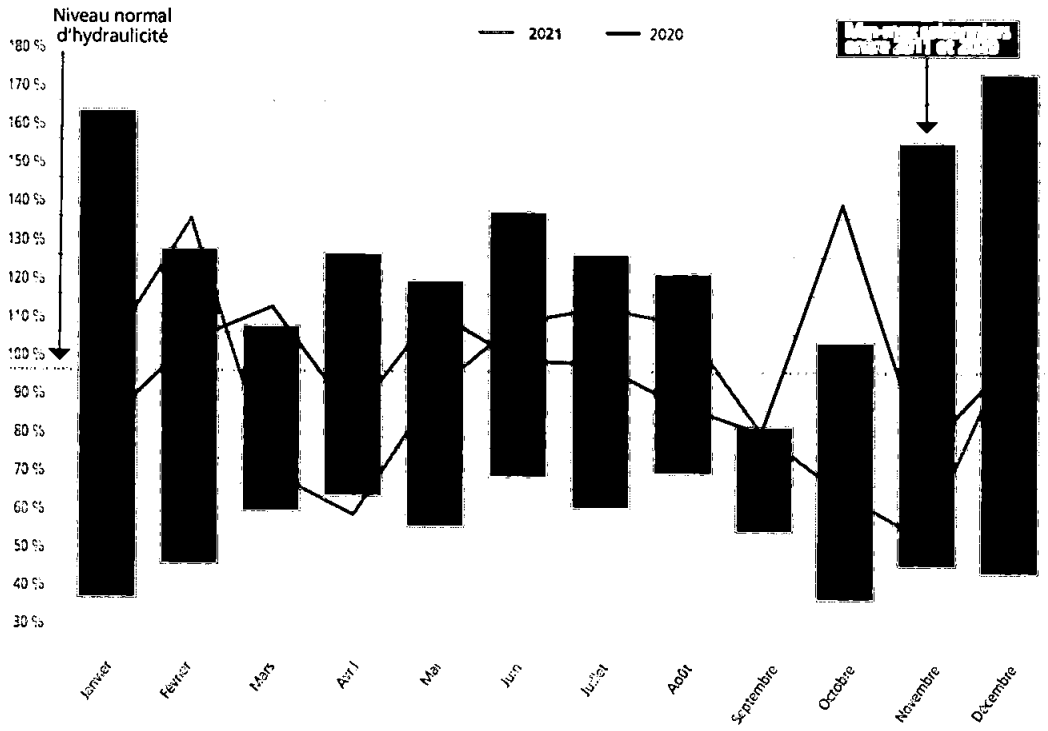
(2) Données Météo France.

5.1.2.4.2 Pluviométrie en France

En 2021, la **pluviométrie en Europe** a été globalement proche des normales, constrastée cependant entre, d'une part le Sud de l'Europe (Espagne, moitié Sud de la France, Italie) plutôt déficitaire et l'Est de l'Europe plutôt excédentaire, d'autre part.

En **France**, l'hydraulicité agrégée annuelle a été légèrement déficitaire avec des disparités entre les bassins de la moitié Nord excédentaires et ceux du Sud déficitaires. De plus, elle a présenté, selon les mois, de forts contrastes notamment au cours du premier trimestre. En avril, l'hydraulicité a été la plus faible depuis plus de 50 ans, compte tenu de la conjonction d'un déficit de pluie et de l'absence de fonte des neiges. L'été a été marqué par d'abondantes précipitations en juillet et par l'absence de canicule. À l'automne, de longues périodes sèches ont occasionné une baisse de l'hydraulicité avant le retour des pluies en fin d'année.

Hydraulicité en France*



* *Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer*

5.1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2021 et 2020

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2021 et 2020 se déclinent par segment (France – Activités de production et commercialisation, France – Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers) pour le chiffre d'affaires et l'EBE. Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2021	2020
Chiffre d'affaires	**84 461**	**69 031**
Achats de combustible et d'énergie	(44 284)	(32 425)
Autres consommations externes [1]	(8 595)	(8 461)
Charges de personnel	(14 494)	(13 957)
Impôts et taxes	(3 330)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	4 262	5 783
EBE	**18 005**	**16 174**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	(215)	(175)
Dotations aux amortissements [2]	(10 789)	(10 838)
(Pertes de valeur)/reprises	(693)	(799)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 123)	(487)
Résultat d'exploitation	**5 225**	**3 875**
Coût de l'endettement financier brut	(1 459)	(1 610)
Effet de l'actualisation	(2 617)	(3 733)
Autres produits et charges financiers	4 489	2 761
Résultat financier	**360**	**(2 582)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**5 585**	**1 293**
Impôts sur les résultats	(1 400)	(945)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	644	425
Résultat net des activités en cours de cession	(1)	(158)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**4 828**	**615**
Dont Résultat net – part du Groupe	**5 113**	**650**
Résultat net des activités poursuivies	5 114	804
Résultat net des activités en cours de cession	(1)	(154)
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**(285)**	**(35)**
Activités poursuivies	(285)	(31)
Activités en cours de cession	-	(4)

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.
(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

5.1.3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 84 461 millions d'euros en 2021, en hausse de 15 430 millions d'euros (+ 22,4 %) par rapport à 2020. Hors effets de change (- 238 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 274 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 21,6 %.

5.1.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe et par segment

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	84 461	69 031	15 430	22,4	21,6

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations intersegments :

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Variation organique *(en %)*
France – Activités de production et commercialisation [1]	33 182	28 361	4 821	17,0	17,0
France – Activités régulées [2]	17 564	16 228	1 336	8,2	8,2
EDF Renouvelables	1 767	1 582	185	11,7	12,3
Dalkia	5 196	4 212	984	23,4	23,9
Framatome	3 362	3 295	67	2,0	1,9
Royaume-Uni	10 114	9 041	1 073	11,9	8,4
Italie	11 212	5 967	5 245	87,9	88,1
Autre international	3 353	2 420	933	38,6	28,1
Autres métiers	3 905	2 127	1 778	83,6	84,2
Éliminations intersegments	(5 194)	(4 202)	(992)	23,6	23,6
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**84 461**	**69 031**	**15 430**	**22,4**	**21,6**

(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). Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

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 33 182 millions d'euros, en hausse de 4 821 millions d'euros (+ 17,0 %).

La part « énergie » des ventes, en hausse de 250 millions d'euros, se décompose d'une part en un effet volume positif de 1 106 millions d'euros, notamment du fait de la hausse de production nucléaire de 25,3 TWh, et d'autre part en un effet prix négatif de 856 millions d'euros du fait de rachats d'électricité pour faire face à des déficits de production en fin d'année 2021 à prix très élevés.

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur l'évolution du chiffre d'affaires pour un montant estimé à 385 millions d'euros. Cette hausse résulte principalement de la refacturation aux clients finaux des achats de garanties de capacité (+ 519 millions d'euros) malgré un impact négatif lié à la perte de parts de marché (- 221 millions d'euros).

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de 2 656 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché *spot* et *forward* sur toute l'année, partiellement compensée par la baisse des volumes du fait d'une année 2020 très venteuse (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Enfin, les filiales des activités commerciales et agrégateurs, ainsi que les ventes de gaz pour + 1 530 millions d'euros contribuent à la hausse du chiffre d'affaires.

Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 360,7 TWh, en hausse de 25,3 TWh par rapport à 2020. Cette hausse s'explique principalement par une meilleure disponibilité du parc et par une forte baisse de la modulation, l'année 2020 ayant été marquée par une moindre demande en lien avec la crise sanitaire. Le programme d'arrêts plus chargé est compensé par une baisse des arrêts fortuits, aléas et prolongations.

La production hydraulique brute s'élève à 41,8 TWh [1], en baisse de 2,6 TWh par rapport à 2020. Cette baisse s'explique principalement par une hydraulicité défavorable en 2021, alors qu'elle avait été supérieure aux moyennes historiques en 2020 (voir section 5.1.2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques à flamme ont été sollicitées à hauteur de 10,5 TWh, soit + 1,7 TWh par rapport à 2020.

Les volumes vendus aux clients finaux (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en légère hausse de 0,3 TWh, dont + 9,7 TWh liés à l'impact du climat.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 69,5 TWh, en hausse de 15,6 TWh par rapport à 2020 malgré des périodes de rachat d'énergie au cours de l'année. La hausse des productions nucléaire et thermique à flamme est en partie réduite par la baisse de la production hydraulique et celle des volumes d'obligations d'achats. On note par ailleurs la hausse des ventes à l'ARENH.

5.1.3.1.1.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 17 564 millions d'euros, en hausse de 1 336 millions d'euros (+ 8,2 %) par rapport à 2020.

Concernant Enedis [2], la hausse du chiffre d'affaires de 1 138 millions d'euros bénéficie principalement du climat froid au premier semestre 2021 comparé au climat doux du premier semestre 2020 (+ 426 millions d'euros), d'un effet prix favorable (+ 489 millions d'euros) principalement du fait de l'évolution de l'indexation du TURPE 6 distribution [3] et de la hausse des recettes liées aux raccordements après une année 2020 marquée par la crise sanitaire (+ 159 millions d'euros).

Les chiffres d'affaires d'Électricité de Strasbourg et de SEI sont en hausse de 202 millions d'euros.

5.1.3.1.1.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 767 millions d'euros, en hausse organique de 194 millions d'euros (+ 12,3 %) par rapport à 2020.

Le chiffre d'affaires de la production est en croissance organique de 5,3 % grâce à la hausse des volumes produits par les parcs éoliens et solaires du fait des mises en service au second semestre 2020 et en 2021. L'épisode de froid extrême au premier trimestre au Texas n'a pas eu d'impact significatif sur le chiffre d'affaires d'EDF Renouvelables mais a pesé sur son EBE du fait des achats d'énergie à des prix très élevés nécessaires pour honorer ses engagements contractuels.

Les activités de solaire distribué aux États-Unis enregistrent une croissance de leur chiffre d'affaires, reflet du dynamisme du secteur (sans impact significatif en EBE).

5.1.3.1.1.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 5 196 millions d'euros, en hausse organique de 1 006 millions d'euros (+ 23,9 %) par rapport à 2020.

Cette évolution s'explique par la forte hausse du prix du gaz (sans impact en EBE), par une reprise des d'activités (après des travaux à l'arrêt, des services aux industries et aux bâtiments fortement réduits pendant le début d'année 2020 compte tenu de la crise sanitaire) et par le dynamisme commercial en France (dans l'activité du froid industriel) et au Royaume-Uni. Le chiffre d'affaires bénéficie également de l'effet climat du fait des conditions un peu plus fraîches que la normale en 2021 par rapport à une année 2020 plus douce.

(1) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 35,9 TWh en 2021 (38,5 TWh en 2020).
(2) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(3) Indexation du TURPE distribution de + 2,75 % au 1er août 2020 et + 0,91 % au 1er août 2021.

5.1.3.1.1.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 362 millions d'euros, en croissance organique de 1,9 % par rapport à 2020. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. Cette croissance s'explique par un niveau d'activité plus soutenu avec le Groupe.

5.1.3.1.1.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 10 114 millions d'euros, en hausse organique de 762 millions d'euros (+ 8,4 %) par rapport à 2020.

Cette augmentation s'explique par la hausse des prix de l'électricité et la hausse des volumes de vente en lien notamment avec l'intégration des portefeuilles clients des fournisseurs défaillants Utility Point et Green Network Energy (à travers le mécanisme de fournisseur de dernier recours). Un climat froid au premier semestre et le rebond de 5 % de la consommation des clients professionnels contribuent également à cette hausse du chiffre d'affaires. Ces éléments favorables sont partiellement compensés par la baisse de la production nucléaire (- 4 TWh) ainsi que par la baisse des prix réalisés du nucléaire du fait de rachats d'énergie à prix élevés.

5.1.3.1.1.7 Italie

Le chiffre d'affaires de **l'Italie** s'élève à 11 212 millions d'euros, en hausse organique de 5 258 millions d'euros (+ 88,1 %) par rapport à 2020.

Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en forte croissance, en lien avec la hausse des prix sur l'ensemble des marchés (avec toutefois un effet limité sur la marge). Le rebond, post crise sanitaire de 2020, des volumes vendus aux clients professionnels, l'hiver plus rigoureux qu'en 2020 contribuent également à l'augmentation des volumes.

Dans les activités électricité, malgré une baisse des volumes de ventes aux clients industriels, le chiffre d'affaires est en forte hausse, en raison de la hausse des prix.

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 3 353 millions d'euros, en hausse organique de 681 millions d'euros par rapport à 2020 (+ 28,1 %).

En Belgique [1], le chiffre d'affaires est en hausse organique de 474 millions d'euros (+ 27,3 %) par rapport à 2020. Il bénéficie de la hausse des prix d'électricité et du gaz, de la hausse des volumes vendus aux clients professionnels, industriels et particuliers, et de l'effet climat. Le marché des clients particuliers est toujours marqué par une forte intensité concurrentielle. L'indexation annuelle des contrats (notamment des clients résidentiels) qui s'opère tout au long de l'année ne reflète pas encore intégralement la hausse récente des prix de l'électricité et du gaz sur le marché de gros. Le parc thermique a été plus fortement sollicité, ce qui s'est traduit par une augmentation des services systèmes. Le développement éolien se poursuit avec une capacité nette installée de 591 MW [2] à fin 2021.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en progression de 188 millions d'euros en organique (+ 39,7 %) principalement du fait de la hausse des volumes vendus sur le marché et de la réévaluation, en novembre 2020, de 28 % du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en lien avec l'évolution (sans impact en EBE) de la taxe ICMS [3]. En 2021, l'effet change est défavorable (dépréciation du Réal Brésilien face à l'Euro).

Au Vietnam, le chiffre d'affaires est en progression de 18 millions d'euros en organique (+ 10 %) en lien avec une augmentation du prix du gaz (en *pass through* donc sans impact en EBE).

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 3 905 millions d'euros, en hausse organique de 1 791 millions d'euros par rapport à 2020 (+ 84,2 %).

- le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 1 860 millions d'euros, en augmentation organique de 1 131 millions d'euros par rapport à 2020. Cette hausse s'explique essentiellement par l'effet favorable de la hausse des prix de marché de gros du gaz (+ 772 millions d'euros) ;
- le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 1 518 millions d'euros, en hausse organique de 67,7 % par rapport à 2020. La performance des activités de trading a été très soutenue en Europe et aux États-Unis, en lien notamment avec la très forte volatilité des marchés de commodités, en particulier lors de la tempête au Texas pendant le premier trimestre.

5.1.3.2 EBE

L'EBE consolidé du Groupe s'élève à 18 005 millions d'euros au 31 décembre 2021, en hausse organique de 11,3 % par rapport à 2020. Cette évolution est aussi portée par la très bonne performance de l'activité de *trading*, par des améliorations significatives en Italie et pour les activités régulées en France par la baisse des impôts de production. En revanche, les arrêts et prolongations d'arrêts de réacteurs nucléaires en fin d'année en France ont rendu nécessaire le rachat de volumes sur le marché dans un contexte de très forte hausse des prix de l'électricité, ce qui a eu un impact fortement défavorable. Le Royaume-Uni est pénalisé par le recul de la production nucléaire et par la forte baisse des prix réalisés du nucléaire en lien avec un volume de rachat important dans un contexte de prix de marché élevés.

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation (en %)	Variation organique (en %)
Chiffre d'affaires	84 461	69 031	15 430	22,4	21,6
Achats de combustible et d'énergie	(44 299)	(32 425)	(11 874)	36,6	35,3
Autres consommations externes	(8 595)	(8 461)	(134)	1,6	1,3
Charges de personnel	(14 494)	(13 957)	(537)	3,8	3,5
Impôts et taxes	(3 330)	(3 797)	467	(12,3)	(12,0)
Autres produits et charges opérationnels	4 262	5 783	(1 521)	(26,3)	(26,1)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**18 005**	**16 174**	**1 831**	**11,3**	**11,3**

5.1.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 44 299 millions d'euros en 2021, en hausse organique de 11 435 millions d'euros (+ 35,3 %) par rapport à 2020 :
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse organique de 2 486 millions d'euros (+ 18,8 %) par rapport à 2020, en raison principalement d'achats d'énergie importants à prix fort ;
  - au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 1 824 millions d'euros (+ 30,9 %) est principalement liée à l'impact défavorable de la hausse des prix de marché lors des rachats d'énergie. De plus, les volumes de vente de gaz et d'électricité sont en hausse, suite notamment à la reprise des portefeuilles clients des fournisseurs défaillants dans le cadre du mécanisme de fournisseur de dernier recours, ce qui a nécessité des rachats d'énergie complémentaires ;
  - en **Italie**, la hausse organique de 4 882 millions d'euros (+ 111,8 %), est essentiellement liée à la hausse du prix sur le marché de gros et des volumes de gaz.

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.
(2) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 658 MW (588 MW à fin décembre 2020).
(3) Impôt sur la Circulation des Marchandises et des Services au Brésil.

- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 595 millions d'euros, en hausse organique de 108 millions d'euros (+ 1,3 %) par rapport à 2020 :
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes sont en hausse organique de 193 millions d'euros (+ 8,3 %). Cette hausse reflète notamment la reprise économique des activités de service impactées par la crise sanitaire en 2020 et le développement des projets d'ingénierie ;
  - sur le segment **France – Activités régulées**, la baisse organique de 102 millions d'euros (- 6,4 %) reflète la hausse de la production immobilisée en lien avec l'activité de raccordement au réseau ;
  - au **Royaume-Uni** les autres consommations externes sont en baisse organique de 191 millions d'euros (- 22,8 %) du fait du transfert des charges au *Nuclear Liability Fund* pour les centrales fermées définitivement (Dungeness B). Les changements dans le système de retraites négociés en 2021 ont entraîné une contribution exceptionnelle, d'une part, et une diminution des charges d'une part ;
  - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 105 millions d'euros (+ 17,7 %) principalement liée à la croissance des activités du solaire distribué aux États-Unis ;
  - **Dalkia** enregistre une hausse organique de 145 millions d'euros (+ 8,4 %) reflétant la reprise des activités de services et de travaux fortement impactées en 2020 par la crise sanitaire.
- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 14 494 millions d'euros, en hausse organique de 495 millions d'euros (+ 3,5 %) :
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel sont en hausse organique de 50 millions d'euros (+ 0,8 %), traduisant notamment l'augmentation des rémunérations et charges de retraite, partiellement compensées par des baisses d'effectifs ;
  - sur le segment **France – Activités régulées**, les charges de personnel sont en hausse organique de 47 millions d'euros (+ 1,5 %). Les effets prix sur les rémunérations sont partiellement compensés par la baisse des effectifs ;
  - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 55 millions d'euros (+ 14,1 %) qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs, notamment liée à la croissance des activités de développement et construction ;
  - **Dalkia** enregistre une hausse organique de 85 millions d'euros (+ 7,9 %) s'expliquant essentiellement par la reprise des activités de service impactées en 2020 par la crise sanitaire et par une augmentation des effectifs pour accompagner le développement commercial ;
  - Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel sont en hausse organique de 67 millions d'euros (+ 6,2 %) en raison notamment de l'impact défavorable de la mise à jour du taux d'actualisation.
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 330 millions d'euros en 2021, en baisse organique de 455 millions d'euros (- 12,0 %) par rapport à 2020 :
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la baisse organique de 393 millions d'euros (- 16,7 %) est principalement attribuable à la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance ;
  - sur le segment **France – Activités régulées**, la baisse organique de 138 millions d'euros (- 14,5 %) s'explique également par la réduction des impôts de production.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 4 262 millions d'euros en 2021, en baisse organique de 1 510 millions d'euros par rapport à 2020 (- 26,1 %).
- Sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la baisse organique du produit net pour 2 104 millions d'euros (- 49,8 %) est principalement attribuable à une diminution de la compensation CSPE (neutre en EBE) en lien avec la hausse des prix de marché spot.
- Sur le segment **France – Activités régulées**, la hausse organique de 214 millions d'euros (+ 15,2 %) s'explique par une augmentation de la CSPE pour SEI l'ée aux mécanismes de compensation des surcoûts dans les îles.

5.1.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Variation organique *(en %)*
France – Activités de production et commercialisation	7 394	7 412	(18)	(0,2)	(0,3)
France – Activités régulées	5 992	5 206	786	15,1	15,1
EDF Renouvelables	819	848	(33)	(3,9)	(3,7)
Dalkia	378	290	88	30,3	31,7
Framatome	310	271	39	14,4	18,5
Royaume-Uni	(21)	823	(844)	(102,6)	(108,0)
Italie	1 046	683	363	53,1	53,0
Autre international	267	380	(113)	(29,7)	(22,9)
Autres métiers	1 824	261	1 563	n.a	n.a
EBE GROUPE	**18 005**	**16 174**	**1 831**	**11,3**	**11,3**

n.a. : non applicable.

5.1.3.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

L'impact net sur l'EBE de la hausse de volume de la production nucléaire de 25,3 TWh et de la baisse de 2,6 TWh de la production hydraulique après déduction des pompages est estimé à + 1 081 millions d'euros.

Les prix de l'énergie ont un impact négatif sur l'EBE estimé à - 1 140 millions d'euros avec notamment des arrêts et prolongations d'arrêts en fin d'année qui ont engendré des achats sur le marché à des prix très élevés. À l'inverse, les achats d'énergie en 2020 avaient été réalisés à des prix faibles.

Les effets sur le marché aval sont négatifs et estimés à 249 millions d'euros en raison de la perte de clients tandis que les prix de la capacité facturée aux clients ont un impact favorable.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie de la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance pour un montant estimé à 322 millions d'euros.

5.1.3.2.2.2 France - Activités régulées

La forte progression de l'EBE s'explique principalement par une hausse des volumes distribués de 15,8 TWh pour un montant estimé à 251 millions d'euros en lien avec un climat plus froid et faisant suite à une année 2020 marquée par la crise sanitaire, ainsi que par l'activité de prestations de raccordement au réseau en croissance et qui contribue positivement à l'évolution de l'EBE pour un montant estimé à 159 millions d'euros.

L'évolution des prix a un effet favorable estimé à 30 millions d'euros, principalement en lien avec l'évolution positive de l'indexation des TURPE (1), malgré l'effet négatif des achats de perte dans un contexte de forte hausse des prix de marchés.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie à hauteur de 130 millions d'euros de la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance.

(1) Indexation TURPE 5 Distribution de + 2,7 5 % et du TURPE 5 Transport de - 1,08 % au 1er août 2020 et du TURPE 6 Distribution de + 0,91 % et du TURPE 5 Transport de + 1,09 % au 1er août 2021

5.1.3.2.2.3 EDF Renouvelables

La vague de froid extrême au Texas, intervenue au premier trimestre, a eu un impact négatif significatif sur l'EBE de production estimé à - 95 millions d'euros. En effet, EDF Renouvelables a dû réaliser des achats d'énergie à des prix très élevés afin d'honorer ses engagements contractuels, et a dû enregistrer une perte de valeur d'un de ses parcs impactant le résultat net.

L'EBE de production bénéficie par ailleurs d'une hausse des volumes produits grâce aux capacités mises en service (+ 1,6 TWh).

Les opérations de « Développement-Vente d'Actifs Structurés » contribuent favorablement à l'évolution de l'EBE en lien notamment avec des cessions aux États-Unis et au Portugal.

Les coûts de développement sont en progression et accompagnent la croissance de 27 % du portefeuille de projets éoliens et solaires de 73 GW.

5.1.3.2.2.4 Dalkia

La forte progression de l'EBE s'explique principalement par la reprise des activités de services et de travaux après un premier semestre 2020 marqué par la fermeture de nombreux sites clients et les reports de chantiers ainsi que par la poursuite des gains de performance des activités sur les réseaux de chaleur et de froid.

Elle s'explique également par un très bon rebond des activités de travaux et d'efficacité énergétique au Royaume-Uni.

Le développement commercial reste soutenu comme notamment dans le verdissement et l'exploitation maintenance des réseaux de chaleur avec des contrats remportés notamment à Issoire, Puteaux, Monplaisir (Angers).

5.1.3.2.2.5 Framatome

L'EBE a fortement progressé grâce notamment à un niveau d'activité soutenu dans les usines de fabrication de « Combustibles » et de « Composants primaires » et d'un impact moindre de la crise sanitaire.

L'activité « Base installée » principalement en Amérique du Nord et en France contribue aussi favorablement à l'évolution de l'EBE.

Le plan d'action sur les coûts de structure continue également à contribuer à cette évolution.

Par ailleurs, les prises de commande s'établissent à environ 3,7 milliards d'euros à fin 2021 [1], en amélioration par rapport à 2020.

Framatome développe son expertise en ingénierie et a étendu ses capacités dans le contrôle-commande grâce à l'acquisition de l'activité contrôle-commande de Rolls-Royce [2].

5.1.3.2.2.6 Royaume-Uni

La très forte diminution de l'EBE s'explique en premier lieu par le recul de la production nucléaire de 4 TWh pour un montant estimé à - 198 millions d'euros et par la forte baisse des prix réalisés du nucléaire (- 12,6 £/MWh) en lien avec un volume de rachat important dans un contexte de prix de marché élevés pour un montant estimé à - 550 millions d'euros.

L'activité de commercialisation a aussi subi l'impact de la crise énergétique au Royaume-Uni avec en particulier une baisse de la contribution du segment des clients résidentiels dans la mesure où la hausse des prix de l'énergie n'a pas été totalement répercutée en 2021 aux clients bénéficiant d'un tarif plafonné.

Le rachat des clients de Green Network Energy d'une part et l'intégration du portefeuille client de Utility Point et Zog Energy selon le mécanisme de fournisseur de dernier recours, a nécessité des achats complémentaires sur les marchés.

L'activité du segment des professionnels est en progression par rapport à 2020 qui avait été une année pénalisée par la crise sanitaire.

5.1.3.2.2.7 Italie

Dans les activités d'électricité, l'EBE progresse en particulier grâce à une meilleure disponibilité des CCGT (cycle combiné gaz) et des services au système dans un contexte de forte volatilité des prix du marché. En outre, la contribution de la production d'énergie renouvelable est en hausse en particulier pour l'éolien dans un environnement de prix élevés.

Les activités de gaz bénéficient de la plus-value de cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG), du rebond de l'activité.

Les activités de commercialisation et de services sont aussi en croissance avec notamment une reprise suite à la crise sanitaire en 2020 pour le segment des clients industriels et un climat plus froid qu'en 2020.

L'EBE a bénéficié par ailleurs de la croissance des activités de service.

À noter la création d'Edison Renewables et l'entrée d'un partenaire financier à hauteur de 49 % afin de permettre le développement de nouvelles capacités de production.

5.1.3.2.2.8 Autre international

En Belgique [3], la baisse de l'EBE s'explique essentiellement par une diminution de la production des parcs éoliens, en lien avec des conditions de vent moins favorables qu'en 2020, et par des achats à prix élevés, particulièrement en fin d'année.

La capacité éolienne installée s'élève à 591 MW [4], soit + 7,8 % par rapport à fin 2020. La production nucléaire est en croissance. La meilleure disponibilité des centrales thermiques a permis une augmentation des services rendus au système électrique.

Après un ralentissement en 2020 du fait de la crise sanitaire, les activités de services sont en croissance et les activités commerciales résistent bien dans un contexte toujours marqué par une forte intensité concurrentielle et par l'extension des tarifs sociaux.

Luminus a finalisé l'acquisition du portefeuille d'environ 330 000 clients d'Essent Belgium, fournisseur de gaz et d'électricité en Belgique [5].

Au Brésil, l'EBE est en croissance organique grâce à l'augmentation du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2020 de 28 % et en novembre 2021 de 7 %, ainsi qu'aux ventes à prix élevé sur le marché spot.

5.1.3.2.2.9 Autres métiers

La hausse de l'EBE des activités gazières s'explique principalement par la revalorisation de contrats long terme (sans effet *cash*) en lien avec la nette amélioration des *spreads* États-Unis – Europe à moyen et long terme et avec une amélioration des marges opérationnelles des actifs gaziers du Groupe.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à + 200 millions d'euros, en hausse organique de 89,6 % par rapport à 2020, performance exceptionnelle dans un contexte de très forte volatilité des marchés de commodités.

La cession de parcs immobiliers en France contribue également à cette évolution.

(1) Aux bornes de Framatome.
(2) Voir communiqué de presse de Framatome du 8 novembre 2021.
(3) Luminus et EDF Belgium.
(4) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 658 MW à fin 2021 (+ 11,9 %).
(5) Voir communiqué de presse de Luminus du 3 mai 2021.

5.1.3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 5 225 millions d'euros en 2021, en hausse de 1 350 millions d'euros (+ 34,8 %) et en hausse organique de 1 393 millions d'euros (+ 35,9 %).

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*
EBE	18 005	16 174	1 831	11,3
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	(215)	(175)	(40)	(22,9)
Dotations aux amortissements*	(10 789)	(10 838)	49	(0,5)
(Pertes de valeur)/reprises	(653)	(799)	146	(18,3)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 123)	(487)	(636)	130,6
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 225**	**3 875**	**1 350**	**34,8**

* *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* diminuent de 40 millions d'euros par rapport à 2020, en lien avec les opérations d'EDF Trading pour le compte des entités d'EDF.

5.1.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements diminuent de 49 millions d'euros par rapport à 2020 principalement sur le segment **France – Activités de production et commercialisation** (164 millions d'euros). Cette diminution s'explique essentiellement par l'impact de l'allongement comptable de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe qui a plus que compensé les amortissements supplémentaires du fait de l'augmentation des investissements.

5.1.3.3.3 Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2021 s'élèvent à 653 millions d'euros principalement liées à l'activité nucléaire au **Royaume-Uni** compte tenu de la décision de fermeture anticipée de la centrale de Dungeness B [1]. Dans une moindre mesure, des pertes de valeur ont été comptabilisées sur les parcs photovoltaïques d'**EDF Renouvelables** compte tenu d'un décret prévoyant, à compter d'octobre 2021, la réduction des tarifs d'achat de l'électricité des parcs de plus de 250 kWc en France dont les contrats ont été conclus entre juillet 2006 et août 2010.

5.1.3.3.4 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 1 123 millions d'euros en 2021. Ils s'expliquent par :

- - 427 millions d'euros pour le segment **France – Activités de production et commercialisation** principalement au titre des surcoûts liés aux travaux de réparation des soudures des traversées vapeur sur le chantier de Flamanville 3, diminués de la transaction AREVA [2] ;
- - 437 millions d'euros par le segment **Autre international** en raison notamment du résultat de cession de la participation de 49,99 % dans CENG ;
- - 212 millions d'euros, par le segment **Royaume-Uni** principalement au titre des décisions de fermeture anticipée de la centrale de Dungeness 8 en 2021 ;
- - 155 millions d'euros par le segment **Italie** principalement au titre de litiges ex Montedison.

5.1.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Coût de l'endettement financier brut	(1 459)	(1 610)	151	(9,4)
Effet de l'actualisation	(2 670)	(3 733)	1 063	(28,5)
Autres produits et charges financiers	4 489	2 761	1 728	62,6
RÉSULTAT FINANCIER	**360**	**(2 582)**	**2 942**	**N.A**

n.a : non applicable.

- Le résultat financier représente un produit de 360 millions d'euros en 2021, en hausse de 2 942 millions d'euros par rapport à celui de 2020. Cette évolution s'explique par :
  - › une amélioration des autres produits et charges financières de 1 728 millions d'euros principalement du fait de la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés (+ 1 521 millions d'euros) (voir la section 5.1.5.1.6) ;
  - › la diminution de la charge de désactualisation de 1 063 millions d'euros, en raison principalement d'une moindre baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France entre 2021 et 2020 qu'entre 2020 et 2019.
- Le taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2021, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 1,7 % (respectivement 3,3 % et 1,2 % au 31 décembre 2020) ;
  - › la baisse du coût de l'endettement financier brut pour + 151 millions d'euros grâce à des opérations de refinancement dans un contexte de taux bas.

(1) Le 7 juin 2021, EDF a décidé de mettre la centrale nucléaire AGR de Dungeness B située dans le sud de l'Angleterre en phase de déchargement du combustible.
(2) Accord transactionnel du 29 juin 2021 prévoyant le paiement par AREVA à EDF d'une indemnité de 563 millions d'euros d'ici le 31 décembre 2021 et permettant de 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.

5.1.3.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 % (contre une charge de 945 millions d'euros au 31 décembre 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de 455 millions d'euros en 2021 est essentiellement liée à la hausse de 4 292 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, du fait de la bonne performance opérationnelle et financière (positions latentes) générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 219 millions d'euros. Elle intègre également les effets favorables de la reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis et de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensés par l'effet défavorable de la hausse à compter de 2023 du taux d'imposition de 19 % à 25 % au Royaume-Uni (créant un effet négatif plus important qu'en 2020 où le taux d'imposition était passé de 17 % à 19 %).

Concernant plus particulièrement la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, dans le cadre des mesures fiscales accordées en réponse à la Covid-19, les sociétés italiennes bénéficient de la possibilité accordée par le décret-loi 104/2020, art. 110, de réaligner la valeur fiscale de certains de leurs actifs et goodwill sur leur valeur comptable en contrepartie du paiement d'un impôt de 3 %. Les sociétés italiennes du groupe ont opté, au 31 décembre 2021, pour le réalignement de la valeur fiscale de certains actifs corporels et du goodwill.

Enfin, la charge d'impôt de 2020 avait été fortement grevée par la décision défavorable rendue par le Conseil d'État en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA, sans équivalent en 2021.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni et la cession de CENG), le taux effectif d'impôt courant en 2021 ressort à 21,3 %, contre 19,0 % en 2020.

5.1.3.6 Résultat net courant

Le résultat net courant [1] s'établit à 4 717 millions d'euros en 2021, en hausse de 2 748 millions d'euros par rapport à 2020 (voir la note 19.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

5.1.3.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 5 113 millions d'euros à fin 2021, en hausse de 4 463 millions d'euros. Outre la hausse importante du résultat net courant, la variation intègre en particulier les éléments après impôt :

- la variation de juste valeur des instruments financiers pour 1 152 millions d'euros ;
- un produit de 362 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre EDF et AREVA le 29 juin 2021 ;
- les surcoûts liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de - 410 millions d'euros, soit une charge supplémentaire de 140 millions d'euros par rapport à 2020 ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de - 366 millions d'euros, incluant la perte de valeur de la centrale, la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacité.

(1) 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. Montants des éléments non récurrents, des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts :
- - 1 480 millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants en 2021 contre - 2 068 millions d'euros en 2020 ;
- - 149 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2021, contre - 124 millions d'euros en 2020 ;
- + 2 025 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres en 2021 contre + 873 millions d'euros en 2020.

5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

(en millions d'euros)	2021	2020 [5]	Variation en valeur	Variation *(en %)*
EBE	18 005	16 174	1 831	11,3
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(869)	328	(1 197)	n.a
EBE Cash	17 136	16 502	634	3,8
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 526)	(1 679)	153	(9,1)
Investissements nets [1] (hors cessions Groupe 2020-2022)	(15 725)	(14 145)	(1 580)	11,2
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(98)	(17)	(81)	n.a
Cash-flow généré par les opérations [2]	(213)	661	(874)	n.a
Cessions d'actifs	2 847	187	2 660	n.a
Impôt sur le résultat payé	(2 276)	(983)	(1 293)	n.a
Frais financiers nets décaissés	(588)	(929)	341	(36,7)
Actifs dédiés	(501)	(828)	327	(39,5)
Dividendes versés en numéraire	(794)	(768)	(26)	3,4
Cash-flow Groupe [3]	(1 525)	(2 660)	1 135	(42,7)
Émissions emprunts hybrides	1 235	2 074	(839)	(40,5)
Émissions OCEANE	-	169	(169)	(100)
Remboursement d'emprunt hybride	(267)	-	(267)	n.a
Autres variations monétaires	(776)	(49)	(727)	n.a
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(1 333)	(466)	(867)	n.a
Effet de la variation de change	(515)	445	(960)	n.a
Autres variations non monétaires	1 150	(1 126)	2 276	n.a
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	(698)	(1 147)	449	(62,4)
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession [4]	-	(10)	10	n.a
Endettement financier net ouverture	42 290	41 133	1 157	2,8
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	42 988	42 290	698	1,6

(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 acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe 2020-2022

(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 Opérations (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 2020-2022 et yc HPC et Linky), 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 définies en note.

(4) Après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés et dividendes versés en numéraire.

(5) Correspond à l'endettement financier net des activités E&P d'Edison en cours de cession.

(6) Les données publiées au titre de 2020 intègrent un reclassement de 79 M€ entre les frais financiers nets décaissés, les actifs dédiés et les autres variations non monétaires.

n.a. non applicable.

5.1.4.1 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 maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

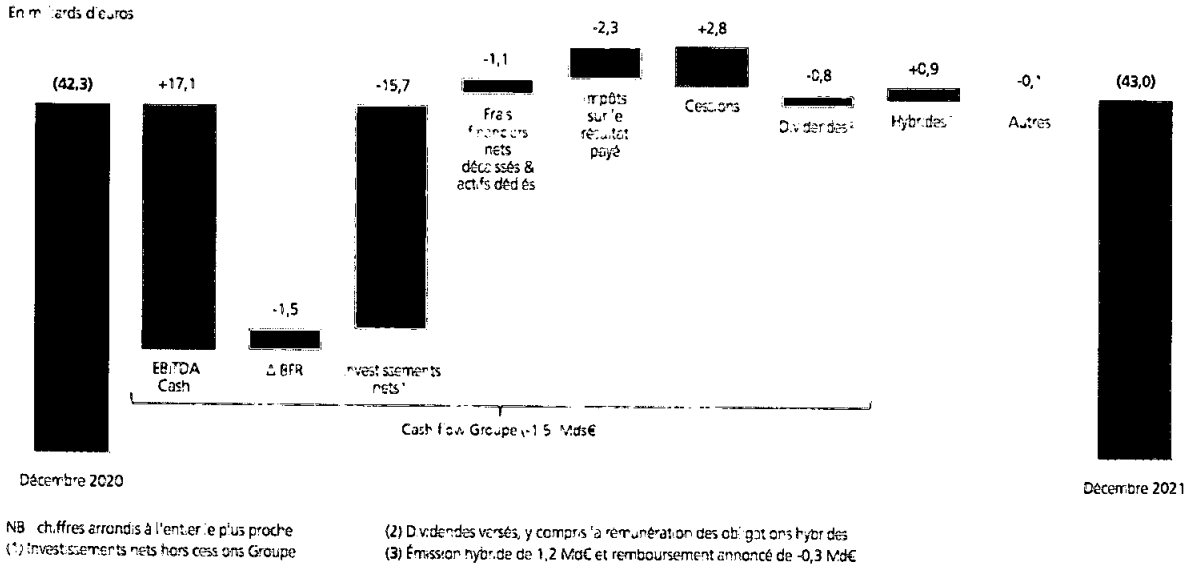
L'endettement financier net du Groupe s'établit à 42 988 millions d'euros au 31 décembre 2021. Il était de 42 290 millions d'euros au 31 décembre 2020.

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Emprunts et dettes financières	69 406	65 591	3 815	5,8
Dérivés de couvertures des dettes	(3 762)	(1 986)	(1 776)	(89,4)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	9 919	6 270	3 649	58,2
Actifs financiers disponibles à la vente – actifs liquides	(12 737)	(15 028)	2 292	15,2
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	-	(17)	17	n.a
ENDETTEMENT FINANCIER NET*	**42 988**	**42 290**	**698**	**1,6**

* *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.*

L'endettement financier net a été contenu à 43 milliards d'euros en 2021, grâce à la bonne performance en termes d'EBE cash (17,1 milliards d'euros), aux cessions réalisées (2,8 milliards d'euros) et à l'émission obligataire sociale hybride (1,2 milliard d'euros).

Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021



NB : chiffres arrondis à l'entier le plus proche
(*) Investissements nets hors cessions Groupe
(2) Dividendes versés, y compris la rémunération des obligations hybrides
(3) Émission hybride de 1,2 Md€ et remboursement annoncé de -0,3 Md€

5.1.4.2 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations s'établit à - 213 millions d'euros en 2021 contre 661 millions d'euros en 2020, soit une baisse de 874 millions d'euros.

5.1.4.2.1 EBE cash

L'EBE ajusté des éléments non *cash* s'élève à 17 136 millions d'euros, en augmentation de 634 millions d'euros par rapport à 2020, principalement du fait de la reprise des activités suite à la crise sanitaire et :

- de la hausse de la marge brute acheminement et hors acheminement d'Enedis ;
- de la croissance sur les activités en **Italie** (production thermique, commercialisation, optimisation gaz, renouvelables et services).

5.1.4.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) se dégrade de - 1 526 millions d'euros en 2021. Cette variation s'explique principalement par la hausse des prix de marché en 2021 qui a entraîné une augmentation des appels de marge liés aux activités d'optimisation/*trading* (- 1 931 millions d'euros) et du BFR d'exploitation du Groupe, notamment en raison des conséquences de l'évolution des prix en fin d'année (- 1 805 millions d'euros sur le net créances/dettes d'exploitation). A l'inverse, la diminution de la charge nette d'Obligation d'Achats s'est traduite par un excédent de compensation de la CSPE qui a permis de réduire la créance d'EDF vis-à-vis de l'État (+ 2 350 millions d'euros d'impact BFR).

5.1.4.2.3 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions 2020-2022, y compris HPC et Linky) s'élèvent à 15 725 millions d'euros en 2021, en hausse de 1 580 millions d'euros par rapport à 2020 qui était en recul du fait de la crise sanitaire.

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*
France – Activités de production et commercialisation	5 338	5 484	(146)	(3)
France – Activités régulées	4 617	4 049	569	14
EDF Renouvelables	853	812	41	5
Dalkia	284	180	104	58
Framatome	381	219	162	74
Royaume-Uni	3 054	2 625	428	16
Italie	909	531	379	71
Autre international	289	207	81	39
Autres métiers	-	38	(38)	-
INVESTISSEMENTS NETS	**15 725**	**14 145**	**1 580**	**11**

Les investissements nets du segment **France – Activités de production et commercialisation** sont en baisse de 146 millions d'euros, du fait notamment de la baisse des dépenses de maintenance nucléaire et de décalages sur le projet Flamanville 3.

Les investissements nets du segment **France – Activités régulées** (y compris Linky) sont en hausse de 569 millions d'euros, suite à la hausse sensible des raccordements et au report, en 2021, de certains travaux prévus en 2020 du fait de la crise sanitaire.

Au **Royaume Uni**, les investissements nets sont en hausse de 428 millions d'euros compte tenu de la hausse des investissements dans le projet HPC (+ 477 millions d'euros).

En **Italie**, les investissements nets sont en hausse de 379 millions d'euros, du fait notamment d'acquisitions dans le secteur des renouvelables et de projets de développement de centrales thermiques de nouvelle génération.

La hausse des investissements nets du segment **Autre International** est principalement liée à l'acquisition d'Essent par Luminus.

5.1.4.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à - 1 525 millions d'euros en 2021, en nette progression par rapport à 2020 où il s'élevait à - 2 660 millions d'euros.

5.1.4.3.1 Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent en 2021 à 2 847 millions d'euros. Elles comprennent la cession de l'activité E&P en Norvège, la cession d'IDG (réseau de distribution de gaz) et la cession de 49 % de la plateforme renouvelable en Italie, la cession de la participation de 49,99 % dans CENG aux États-Unis, la cession de West Burton B et l'IPO de Pod Point au Royaume-Uni, la cession de Dalkia Wastenergie et d'une partie du parc immobilier en France.

5.1.4.3.2 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 la section 5.1.5.1.6).

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement 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 2021, les flux nets de - 501 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

5.1.4.3.3 Dividendes versés en numéraire

À fin décembre 2021, EDF a versé 794 millions d'euros au titre :

- du dividende 2020 (36 millions d'euros) et de l'acompte sur dividende 2021 (48 millions d'euros) versés par EDF SA (1) ;
- de la rémunération versée en 2021 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » (547 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (163 millions d'euros).

5.1.4.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement appréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro (2)) a un impact défavorable de 515 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

5.1.4.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires sont de 1 150 millions d'euros en 2021 contre - 1 126 millions d'euros en 2020 et sont principalement constituées de la variation de juste valeur des instruments de dettes et des nouveaux contrats de location (IFRS 16).

(1) L'État ayant opté pour un paiement en actions du dividende relatif aux exercices 2021 et 2022.
(2) Appréciation de 7,0 % de la livre sterling face à l'euro : 1,190 €/£ au 31 décembre 2021 et 1,112 €/£ au 31 décembre 2020 ; Appréciation de 8,3 % du dollar américain face à l'euro : 0,883 €/$ au 31 décembre 2021 et 0,815 €/$ au 31 décembre 2020.

5.1.4.6 Ratios financiers

	2021	2020	2019
Endettement financier net/EBE	2,39	2,61	2,46
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres)*	41 %	43 %	42 %

* *Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.*

5.1.5 Gestion et contrôle des risques marchés

Voir également la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

5.1.5.1 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 (juillet 2015). 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.

5.1.5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

5.1.5.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2021, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 22 656 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 13 039 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 15 072 millions d'euros, dont 3 632 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 2 697 M€ au titre des appels de marge sur dérivés) et la dette liée à l'obligation locative (voir note 18.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021). 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.

Au 31 décembre 2021, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

5.1.5.1.1.2 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 26 mai 2021, 1,25 milliard d'euros de dettes sociales hybrides ont été émises au taux initial de 2,625 %. Par ailleurs, le 23 novembre 2021, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes senior pour un montant de 1,75 milliard d'euros, une maturité de 12 ans et un coupon fixe de 1,000 %, complétée le 30 novembre 2021, par une nouvelle émission de 100 millions d'euros d'obligations vertes senior fongibles dans la souche émise le 23 novembre 2021.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA 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 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 aussi se financer en *revolving* auprès du Groupe ;
- 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 sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP et 10 milliards de dollars américains pour les USCP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 31 décembre 2021, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 4 462 millions d'euros et de 730 millions de dollars 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, ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2021 s'établit à 13,7 ans contre 14,5 ans au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2021, EDF SA dispose d'un montant global de 12 297 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 2021 ;
- un crédit syndiqué social d'un montant de 1,5 milliard d'euros a été signé en décembre 2021 de maturité initiale de trois ans (décembre 2024) avec 2 extensions possibles d'une année supplémentaire chacune. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2021. Le coût sera indexé sur quatre indicateurs de performance ESG du Groupe sous l'angle de sa responsabilité sociale ;
- les lignes bilatérales représentent 6 397 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 lignes de secours ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est de 400 millions d'euros. Cinq des six lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2021 pour des montants de 500 millions d'euros, 225 millions d'euros, 500 millions d'euros, 250 millions d'euros et 400 millions d'euros.

EDF a conclu le 15 mars 2022 [1] des lignes de crédit bilatérales pour un montant total de 10,25 milliards d'euros [2]. Ces lignes ont une maturité de 3 ans et ne comportent pas de pénalité de remboursement anticipé. Ces financements ont été conclus avec un groupe de 9 banques. Cette opération permet d'accroître la flexibilité financière du Groupe pour les années à venir.

Edison dispose notamment d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 300 millions d'euros au 31 décembre 2021.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 16 mars 2022 "EDF conclut des financements bancaires pour 10,25 milliards d'euros".
(2) Dont une partie en dollars.

5.1.5.1.2 Notation financière

Au 15 mars 2022, 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 les suivantes. Elles ont été ajustées suite aux mesures annoncées le 13 janvier 2022 sur l'évolution des tarifs régulés de l'électricité et sur la production nucléaire en 2022 et après la publication des résultats le 18 février 2022.

La notation du Groupe est susceptible d'être impactée par les risques décrits au chapitre 2, en particulier, au risque 1A : « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH » et au risque 2D : « Risque d'accès à la liquidité ».

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB avec perspective négative	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective négative	P-2
	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective négative	F2
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB avec perspective négative	B
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
	Fitch Ratings	BBB- avec perspective négative	n. a.
Edison	Standard & Poor's	BBB avec perspective négative	A-2
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.

n. a. = non applicable.

5.1.5.1.3 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 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 2021 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2021, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2021 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture*	Structure de la dette aprés couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	38 003	11 119	49 122	71 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	18 128	(12 910)	5 218	8 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 018	2 410	12 428	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 257	(619)	2 638	4 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**69 406**	-	**69 406**	**100 %**

* *Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.*

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 2021 :

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2021 *(en millions d'euros)*	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette aprés variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	49 122	-	49 122
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	5 218	522	5 740
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	12 428	1 243	13 671
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 638	264	2 902
TOTAL DES EMPRUNTS	**69 406**	**6 941**	**76 347**

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 2021* *(en millions de devises)*	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 075	1 450	1 997	628
CHF (Suisse)	21	-	21	-
PLN (Pologne)	281	-	153	128
GBP (Royaume-Uni)	21 049	5 435	4 825	10 789
BRL (Brésil)	1 471	-	-	1 471
CNY (Chine)	10 615	-	6 610	4 005

** Actifs nets : vision au 31 décembre 2021 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2021. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.*

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 2021. 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 2021			Au 31 décembre 2020		
(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	628	554	55	1 923	1 567	157
CHF (Suisse)	-	-	-	2	2	-
PLN (Pologne)	128	28	3	132	29	3
GBP (Royaume-Uni)	10 789	12 840	1 284	10 678	11 877	1 188
BRL (Brésil)	1 471	233	23	1 371	215	22
CNY (Chine)	4 005	557	56	11 026	1 374	137

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EOF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 5.1.5.1.6.

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 2021.

5.1.5.1.4 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 correspondant aux 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 2021, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 70 % à taux fixe et 30 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 205 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2021 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,06 % à fin décembre 2021.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2021 *(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 variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	64 335	(15 434)	48 901	-
À taux variable	5 071	15 434	20 505	205
TOTAL DES EMPRUNTS	**69 406**	**-**	**69 406**	**205**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) 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 2021 *(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	370	(4)	366

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 (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021), 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 (voir la section 5.1.5.1.6).

5.1.5.1.5 Gestion du risque actions

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée en section 5.1.5.1.6.

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 32,3 % en actions fin décembre 2021, soit un montant de 4,2 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2021, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) ont fusionné dans le fonds de British Energy (*British Energy Generation Group*) qui a été renommé EDF Group (EDFG). Il est investi à hauteur de 10,1 % en actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés), ce qui représente un montant de 1 114 millions de livres sterling.

5.1.5.1.6 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 qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 15.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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 tenir compte des évolutions des marchés 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 la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion (anciennement Division Gestion des Actifs Cotés) 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 2021, la valeur globale du portefeuille s'élève à 37 454 millions d'euros, contre 33 848 millions d'euros à fin décembre 2020. L'évolution des actifs dédiés en 2021 est décrite en note 15.1.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021, et leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable est détaillée dans la note 15.1.2.2 de cette annexe.

Composition analytique et Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

	31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2021	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2020
Actifs de rendement	21,1 %	7 908	17,1 %	19,0 %	6 420	2,3 %
Actifs de croissance	40,9 %	15 320	22,6 %	40,5 %	13 692	10,3 %
Actifs de taux	38,0 %	14 226	- 0,7 %	40,5 %	13 736	4,1 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**100 %**	**37 454**	**11,9 %**	**100 %**	**33 848**	**5,9 %**

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

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 2021, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 14 801 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 10,93 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 26,6 % à fin 2020. 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 dedies à 1 618 millions d'euros.

À fin décembre 2021, la sensibilité des obligations cotées (13 011 millions d'euros) s'établissait à 5,3, 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 685 millions d'euros. La sensibilité était de 5,5 à fin décembre 2020.

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 duration 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 2021 à 3,7 % (voir la note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021).

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 6,5 % au 31 décembre 2021.

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

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, 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 %.

Par ailleurs, Cyclife, filiale d'EDF, a reçu une prescription de l'autorité administrative d'atteindre un taux de couverture des provisions nucléaires excédant 100 % au 31 décembre 2022 au plus tard. Afin de s'y conformer, des dotations aux actifs de couverture pourront le cas échéant, être effectuées en 2022 (voir note 17.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021).

5.1.5.1.7 Gestion du risque de contrepartie/ crédit

Le risque de contrepartie représente la perte potentielle réalisée 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 au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du 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 (CRFI) 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 2021, les expositions du Groupe sont à 89 % 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 31/03/2021	91 %	8 %	1 %	100 %
au 30/09/2021	89 %	10 %	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 31/03/2021	6 %	1 %	9 %	76 %	8 %	100 %
au 30/09/2021	7 %	1 %	10 %	62 %	20 %	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.

5.1.5.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

5.1.5.2.1 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 et de commercialisation. 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 *management* 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.

5.1.5.2.2 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 des 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 la politique actuelle de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- 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.

En ce qui concerne l'électricité produite en France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionalité du dispositif ARENH et des possibles évolutions réglementaires de ce dernier (risque de relèvement jusqu'à 150 TWh du plafond des volumes mis à disposition, dans le cadre de la « la loi Énergie Climat » votée en 2019). Les volumes souscrits n'étant connus que très peu de temps avant la période de livraison, EDF est amené à prendre en compte des hypothèses de souscription. EDF reste ainsi soumis aux risques de non-réalisation de ses hypothèses, pouvant l'amener à devoir vendre dans l'année budgétaire des volumes réservés et finalement non souscrits ou, à l'inverse, à devoir racheter des volumes vendus en amont du guichet ARENH sur la base d'une hypothèse de non-souscription. Par ailleurs, le gouvernement a annoncé le 13 janvier 2022 que EDF devrait vendre 20 TWh d'ARENH supplémentaires à ses concurrents sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh. Cette décision, dont les modalités de mise en œuvre restent à préciser, expose EDF à un risque de perte entre le prix de rachat de ces volumes sur les marchés de gros et 46,2 €/MWh.

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.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

5.1.5.2.3 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 de l'exercice clos au 31 décembre 2021. 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 contexte des contrôles sur le parc nucléaire annoncés le 13 janvier 2022 et des annonces de volumes supplémentaires ARENH, le risque volume France est particulièrement élevé pour l'année 2022.

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 2021, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 35 millions d'euros du 1er janvier au 31 octobre puis de 70 millions d'euros à partir du 1er novembre, 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 pendant toute l'année et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros du 1er janvier au 31 octobre puis de 210 millions d'euros à partir du 1er novembre.

Dans un contexte de marché extrêmement volatil, les limites de VAR et de *stop-loss* ont été dépassées au cours du second semestre 2021, ce qui a entraîné la mise en œuvre des procédures prévues dans ce type de situation. Au 31 décembre 2021, ces deux indicateurs sont revenus sous leurs limites.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir la note 18.7.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021.

(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

- **Mesures régulatoires exceptionnelles destinées à limiter la hausse des tarifs en 2022** [1]
  - › Attribution supplémentaire de 20 TWh de volume d'ARENH [2] pour 2022 ;
  - › Report sur 12 mois à partir du 01/02/2023 d'une partie de l'augmentation tarifaire relative à l'année 2022 [3].
- **Nucléaire**
  - › Mises à l'arrêt ou prolongations d'arrêts de réacteurs nucléaires en raison de la découverte de défauts à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité ;
  - › Actualisation de l'estimation de production nucléaire en France à 295 - 315 TWh pour 2022 [4] et à 300 - 330 TWh pour 2023 [5].
- Signature d'un accord d'exclusivité avec GE en vue de l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power [6], hors continent américain.
- **Annonces du Président de la République le 10 février 2022 à Belfort**
  - › Soutien de la filière nucléaire française :
    - lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 et études pour 8 EPR2 additionnels,
    - poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs, sauf motif de sûreté,
    - développement des SMR, notamment 500 millions d'euros pour NUWARD™ ;
  - › Accélération du développement des énergies renouvelables (solaire, éolien en mer et terrestre et hydraulique) ;
  - › Confirmation du rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition climatique de la France, dans un contexte de réduction des consommations d'énergie.
- **2022**
  - › EDF attire l'attention sur l'EBITDA 2022. Partant d'un socle 2021 de 18 milliards d'euros, cet indicateur inclura :
    - environ 6 milliards d'euros d'amélioration du facteur prix,
    - environ - 8 milliards d'euros liés aux mesures régulatoires exceptionnelles [7],
    - environ - 11 milliards d'euros en lien avec la baisse de la production nucléaire,
    - et d'autres effets liés à la performance du Groupe.

Ces estimations, très sensibles notamment aux prix de marché, sont présentées à titre illustratif [8] et dans l'état actuel des informations dont le Groupe dispose.

- **Lancement d'un plan d'actions**

Comme annoncé le 13 janvier 2022 [9], EDF a présenté à son Conseil d'administration, réuni le 17 février 2022, un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des événements de début 2022.

Ce plan vise à poursuivre la stratégie du Groupe qui s'appuie sur un mix équilibré entre nucléaire et renouvelables, qui développe des services d'efficacité énergétique et qui apporte toujours plus d'innovation à nos clients.

Afin de financer cette stratégie, EDF a fait part de son intention de :

- › soumettre dès que possible au Conseil d'administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, correspondant à un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse [10] ;
- › proposer une option de versement en actions des dividendes [11] au titre des exercices 2022 et 2023.

L'État, premier actionnaire d'EDF, a fait part au Conseil d'administration de sa position sur ces deux points, qui feront l'objet d'une communication séparée.

- › réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros [12] en cumul sur les années 2022 - 2023 - 2024.

5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes

Après l'arrêté des comptes, les notations financières ont été mises à jour par les agences de notation (voir mise à jour en section 5.1.5.1.2).

Le Gouvernement a publié le 12 mars 2022 le décret [13] et les arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022. L'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022 du Groupe a été mis à jour en conséquence (voir le communiqué de presse d'EDF du 14 mars 2022). À la suite de la publication du décret et des arrêtés ARENH, EDF étudie toutes les possibilités de préserver ses intérêts.

Par ailleurs, le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées pourraient avoir des conséquences de toute nature pour le Groupe (voir au chapitre 2, la section 2.2 "Risques auxquels le Groupe est exposé").

(1) Voir communiqué du 13 janvier 2022 et la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021.
(2) ARENH : Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique. Attribution de 20 TWh additionnels sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 à un prix de 46,2 €/MWh.
(3) Pour les TRV résidentiels et « bleu professionnels » et tous les clients (résidentiels et professionnels) pour les ZNI.
(4) Voir communiqués de presse du 13 janvier 2022 et du 7 février 2022.
(5) Voir communiqué de presse du 17 février 2022.
(6) Voir communiqué de presse du 10 février 2022.
(7) Ce montant intègre une estimation de l'effet du report tarifaire sur le cash-flow 2022 d'environ 1,5 milliard d'euros sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021.
(8) Basées sur une hypothèse de prix à terme 2022 au 31 décembre 2021.
(9) Voir le communiqué de presse du 13 janvier 2022 « Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français ».
(10) Sur la base, à titre purement illustratif, d'un cours de référence de 8 euros par action et d'une décote conforme aux pratiques de marché.
(11) Taux de distribution cible du résultat net courant (ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres) compris entre 45 et 50 % pour 2022 et 2023.
(12) Réalisées ou signées – Impact sur la dette économique ajustée selon définition S&P.
(13) Décret no 2022-342 du 11 mars 2022.

5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2022

Les prix spot (du jour pour le lendemain) de l'électricité en France en janvier-février 2022 se sont établis en moyenne à 199,3 €/MWh en base et 230,6 €/MWh en pointe, en forte hausse par rapport aux prix de janvier-février 2021. Ces derniers s'étaient en effet établis à 54,5 €/MWh en base et 66,1 €/MWh en pointe. Cette hausse s'explique par la hausse des prix du charbon, du gaz et du CO2 malgré une production éolienne en hausse par rapport aux mois de janvier-février 2021. Les prix spot allemands sont également en forte hausse, pour des raisons similaires. Les prix s'y sont ainsi établis en moyenne à 149,3 €/MWh en base et 182,9 €/MWh en pointe, en hausse de respectivement 98,4 €/MWh et 121,2 €/MWh par rapport à ceux de janvier-février 2021.

Fin février 2022, les prix des contrats annuels français pour livraison en base et en pointe en 2023 cotaient respectivement à 176,9 €/MWh et à 294,8 €/MWh. Un an plus tôt, les prix à terme français de l'électricité pour livraison en base et en pointe en 2022 clôturaient le mois à 53,4 €/MWh et 66,3 €/MWh. Cette hausse des prix s'explique principalement par celle des prix du gaz, du charbon et du CO2.

En janvier-février 2022 les prix spot du gaz sur le marché français se sont établis en moyenne à 80,5 €/MWh, en hausse de 61,4 €/MWh par rapport à la même période en 2021. Cette hausse traduit un équilibre offre-demande plus tendu en Europe sur l'hiver. En effet, du fait de la forte demande asiatique liée à la reprise économique, les cargos GNL se sont prioritairement dirigés vers l'Asie. Les stocks européens, largement en-dessous des niveaux moyens début janvier, ont poursuivi leur baisse et se situent fin février à leur niveau le plus bas de la décennie. De plus cette tension sur le marché du gaz s'amplifie très fortement du fait du conflit russo-ukrainien. En effet, les importations de gaz russe comptant pour près de 40 % de l'approvisionnement européen, le marché du gaz a fortement réagi à la crainte d'une pénurie en commodités suite aux sanctions prises à l'encontre de la Russie. Le Royaume Uni a annoncé fin février bannir les navires russes de ses ports, sans bannir explicitement les cargaisons russes. Enfin, l'Allemagne a annoncé dans la foulée vouloir accélérer sa campagne de reconstitution de ses stocks, pour les porter à 80 % début octobre, contribuant à amplifier la hausse des prix du gaz. A fin février, les flux de GNL restent importants et les flux de gaz russes relativement constants.

Le prix du baril de Brent a clôturé le mois de février à 101,0 $, en hausse de 34,9 $ par rapport à fin février 2021. Dans un contexte de marché tendu, les prix ont fondamentalement été soutenus par une contraction de l'offre. En effet, malgré les annonces de l'OPEP+ début janvier, qui prévoyait le relèvement de la production globale de pétrole de 400 000 barils par jours pour le 7ème mois consécutif, une étude de l'agence Bloomberg indiquait que certains pays du cartel, comme le Nigéria et la Lybie, ne parviendraient pas à tenir leurs engagements de production. Les manifestations au Kazakhstan, important producteur et membre de l'OPEP+, pour protester contre la hausse des prix du gaz ont constitué une nouvelle menace sur l'offre qui a également alimenté le mouvement haussier, bien qu'aucune installation de production n'ait été touchée. Côté demande, les effets du variant omicron se sont fait plus ténus que ceux du variant delta sur la consommation. Enfermé dans une dynamique haussière, le cours du baril a réagi mi-janvier successivement à la publication de l'AIE qui a relevé de près de 5 $ son anticipation du prix baril de Brent en 2022 ainsi qu'à l'intervention jugée peu convaincante du patron de la FED au Sénat pour limiter l'inflation du billet vert. Finalement, l'escalade des tensions à la frontière russo-ukrainienne, a renforcé la crainte des marchés d'un conflit où la Russie stopperait ses exportations de pétrole ce qui tirerait le prix du baril à la hausse.

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2023 a terminé le mois de février 2022 à 215,9 $/t en hausse de 147,3 $/t, par rapport au prix de clôture fin février 2021 du contrat 2022. Il a poursuivi sa hausse en ce début d'année 2022 entamée en 2021, sous l'effet de la crise énergétique en octobre dernier sur le prix du gaz. Suite à l'envolée des prix du gaz qui se poursuit en ce début d'année 2022, l'Europe a toujours besoin de plus de charbon afin de reconstituer ses stocks qui ont atteint leur plus bas niveau depuis 10 mois fin janvier. Cette tension sur le marché du charbon a été exacerbée par les difficultés d'acheminement de charbon russe par voie ferrée et l'escalade des tensions entre la Russie et l'Ukraine depuis fin janvier. Pour rappel, la Russie exporte 60 % de son charbon à destination de l'Europe, ce qui en cas de coupures volontaires ou accidentelles entre les parties, pourrait avoir des conséquences importantes quant à l'approvisionnement de l'Europe en charbon.

Le prix du certificat d'émission de CO2 pour livraison en décembre 2022 a clôturé le mois de février 2022 à 82,2 €/t, en hausse de 44,9 €/t par rapport au prix de clôture de février 2021 pour le produit décembre 2021. Le cours du quota de CO2 s'est tout d'abord orienté en hausse, jusqu'à clôturer à 96,9 €/t le 8 février, son plus haut niveau historique. Il s'est ensuite stabilisé autour de 90 €/t avant d'évoluer en forte baisse à mesure que les menaces de la Russie à l'encontre de l'Ukraine devenaient plus présentes. Le cours du carbone s'est établi fin février à 82,2 €/t, en diminution de 7,0 €/t sur un mois et de 14,7 €/t par rapport à son plus haut niveau historique.

5.5 Perspectives

Le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées pourraient avoir des conséquences de toute nature susceptibles d'impacter les perspectives du Groupe.

Pour 2022

L'EBITDA sera affecté par les éléments suivants, par rapport à un EBITDA 2021 qui s'est élevé à 18 milliards d'euros :

- **L'augmentation des prix** entre 2021 et 2022 : la politique de couverture du Groupe (voir la section 5.1.5.2.2), les niveaux de prix observés sur les périodes de couverture, et les prix de décembre des volumes d'ARENH écrêtés suite au résultat du guichet ARENH de novembre dernier ont un effet favorable, toutes choses égales par ailleurs, sur l'EBITDA estimé à environ 6 milliards d'euros.
- Les **mesures régulatoires exceptionnelles** destinées à limiter la hausse des prix en 2022[1] :
  - › Les textes (décret et arrêtés) mettant en œuvre ces mesures ont été publiés le 12 mars. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels d'ARENH sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire, à un prix égal à la moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale portant sur l'année 2022, soit 257 €/MWh. La CRE répartira les volumes additionnels d'ARENH entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022. Cette décision fixe le prix de rachat par EDF des volumes additionnels d'ARENH de 20 TWh devant être mis à disposition des fournisseurs en 2022. Cette attribution complémentaire de volumes d'ARENH est prise en compte dans la fixation du TRV et aura un impact sur les offres de marché d'EDF.
  - › La marge en €/MWh sur le TRV résidentiel a été figée par délibération de la CRE en date du 18 janvier 2022.
  - › Enfin, afin de respecter l'engagement de limiter à 4% TTC l'augmentation des prix des consommateurs au TRV Résidentiel et « bleus professionnels » et des consommateurs professionnels des zones non interconnectées, il est prévu, à partir du 1er février 2023, un report sur 12 mois d'une partie de l'augmentation tarifaire au titre de 2022, conformément à la loi de finance 2021-1900 du 30 décembre 2021 pour 2022.

L'impact de ces mesures réglementaires[2] sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 avait été estimé, à titre illustratif, à environ - 8,4 milliards d'euros[3] sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021. Sur la base des modalités définies dans le décret publié le 12 mars 2022, et dans l'état des informations dont le Groupe dispose, l'estimation de cet impact sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 est réévaluée à environ - 10,2 milliards d'euros[3].

- **La baisse de la production nucléaire française**, compte tenu des mises à l'arrêt ou des prolongations d'arrêts de réacteurs en raison de la découverte de phénomènes de corrosion sous contrainte sur des portions de tuyauteries raccordées au circuit primaire principal[4] (notamment circuit d'injection de sécurité - RIS).

  La production passerait ainsi de 360,7 TWh en 2021 à une production pour 2022 comprise entre 295 et 315 TWh[5], soit une moindre production entre 65,7 TWh et 45,7 TWh. Compte tenu de la politique actuelle de couverture du Groupe consistant à être entièrement couvert au début de l'exercice budgétaire, le Groupe sera contraint de racheter des volumes significatifs sur le marché et sera ainsi exposé aux prix de marché. L'évaluation des conséquences financières est également sensible au calendrier d'arrêts des différentes centrales.

  L'impact sur l'EBITDA 2022 du Groupe de la baisse de production par rapport à 2021 avait été estimé, lors de la présentation des résultats annuels et à titre illustratif, à environ - 11 milliards d'euros sur la base des cotations des prix à terme 2022 du 31 décembre 2021. Toujours à titre illustratif, dans l'état des informations dont le Groupe dispose et sur la base des prix à terme 2022 au 11 mars 2022, l'estimation de l'impact de la baisse de production sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 est réévaluée à environ - 16 milliards d'euros.

  À la date du dépôt de ce document, le Groupe est dans l'attente des retours de l'instruction menée par l'Autorité de sûreté nucléaire sur les indications de corrosion sous contrainte et les mesures correctrices envisagées.

- L'évolution de l'EBITDA 2022 des autres segments du Groupe.

Compte tenu des incertitudes liées à l'évolution des prix et de la production nucléaire, le Groupe n'a pas communiqué d'objectifs financiers sur l'exercice 2022 lors de la publication des résultats le 18 février 2022. Depuis cette date, les incertitudes se sont diversifiées notamment à la suite du conflit ukrainien (voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »).

EDF a présenté à son Conseil d'Administration réuni le 17 février 2022 un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des événements de début 2022[6].

EDF a fait part de son intention de :

- soumettre dès que possible au Conseil d'administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, correspondant à un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse[7] ;
- proposer une option de versement en actions des dividendes au titre des exercices 2022 et 2023[8] comme au titre de l'exercice 2021.

L'Etat, premier actionnaire d'EDF, a confirmé soutenir pleinement ce plan d'action de la Société[9]. En particulier, l'Etat a confirmé qu'il souscrira, comme actionnaire avisé, à l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription annoncée à hauteur de sa quote-part du capital. L'Etat a par ailleurs indiqué prolonger son engagement actuel de percevoir ses dividendes en titres pour l'exercice 2021 pour les exercices 2022 et 2023, comme le proposera la Société à ses actionnaires.

- réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros en cumul sur les années 2022 - 2023 - 2024.

Pour 2023

Les objectifs financiers du Groupe pour 2023 sont les suivants :

Endettement financier net / EBITDA	~ 3x
Dette economique ajustée / EBITDA ajusté[10]	4,5x à 5x

Ces ambitions financières prennent en compte les hypothèses structurantes suivantes :

- Une production nucléaire pour 2023 comprise entre 300 et 330 TWh[11]. Cette estimation tient compte notamment :
  - › d'un programme industriel[12] chargé en 2023 avec 44 arrêts de réacteurs pour maintenance et contrôle, dont 6 visites décennales, auxquels s'ajoutent 2 arrêts programmés démarrés en 2022 qui se poursuivront en 2023 ;
  - › de la poursuite du programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte, dont l'instruction se poursuit.

Le planning de production n'a pas fait l'objet d'une révision précise.

(1) Voir le communiqué de presse du 13 janvier 2022 « Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français » et le communiqué de presse « Résultats annuels 2021 » du 18 février 2022.
(2) Ce montant intègre un effet du report tarifaire sur le cash-flow 2022 estimé à environ -1,5 Mds€.
(3) Ce montant intègre un effet du report tarifaire sur le cash-flow 2022 estimé à environ -0,9 Mds€.
(4) Note d'information de l'ASN du 24 février 2022 (https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/phenomene-de-corrosion-sous-contrainte-l-asn-demande-a-edf-d-approfondir-ses-analyses).
(5) Voir le communiqué de presse du 7 février 2022 « EDF ajuste son estimation de production nucléaire en France pour 2022 ».
(6) Sur la base, à titre purement illustratif, d'un cours de référence de 8 euros par action et d'une décote conforme aux pratiques de marché.
(7) Taux de distribution cible du résultat net courant (ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisés en fonds propres, compris entre 45 et 50 % pour 2022 et 2023.
(8) Voir le communiqué de presse du Ministère de l'Economie, des Finances et de la Relance du 18 février 2022 « L'Etat soutient pleinement le plan d'actions de sécurisation financière d'EDF ».
(9) Réalisées dans le cadre d'une opération d'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'Etat.
(10) À méthodologie S&P constante.
(11) Voir le communiqué de presse du 11 février 2022 « EDF ajuste son estimation de production nucléaire en France pour 2023 ».
(12) Sur la base des estimations d'EDF et dans l'attente des retours de l'instruction menée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire sur les indications de corrosion sous contrainte et les mesures correctrices envisagées.

- Une hypothèse de prix annuel du marché pour 2023 de 202 €/MWh.
- Une absence de reconduction des mesures régulatoires exceptionnelles de 2022. L'hypothèse de volume et de prix de l'ARENH est donc 100 TWh et 42 €/MWh.

EDF souligne l'importance des incertitudes qui pèsent notamment sur le niveau de la production nucléaire en France, sur l'évolution des prix et la liquidité des marchés de l'énergie, en particulier pour les exercices 2022 et 2023. D'autres risques mentionnés au chapitre 2 sont susceptibles de peser sur sa capacité à atteindre ses objectifs.

À ce jour, les ambitions sont confirmées pour 2023. Toutefois, dans la situation actuelle, les impacts des effets du conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées sur les risques de toute nature sont difficilement quantifiables.

Par ailleurs, **le Président de la République a confirmé, dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition de la France de baisser de 55 % les émissions de gaz à effet de serre françaises d'ici 2030 par rapport à 1990 et d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Le Président de la République a annoncé en conséquence :**

- Une stratégie forte de relance de l'énergie nucléaire en France avec notamment :
  - le lancement d'un programme de construction par EDF de 6 nouveaux réacteurs de technologie EPR2 et des études pour 8 EPR2 additionnels, qui mobiliseront notamment des financements publics massifs de plusieurs dizaines de milliards d'euros, même si les modalités précises de ces financement restent à définir ;
  - la poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs français existants, sauf si des raisons de sûreté devaient s'y opposer (cette prolongation de durée d'exploitation se faisant donc sans rien céder sur les obligations en matière de sûreté nucléaire), et en particulier la nécessité pour EDF d'étudier les conditions de prolongation au-delà de 50 ans, en lien avec l'Autorité de sûreté nucléaire ;
  - le développement des petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – SMR) ainsi que des réacteurs innovants permettant de fermer le cycle du combustible et de produire moins de déchets, avec une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™ actuellement porté par EDF [1].
- Une accélération du développement des énergies renouvelables (solaire, éolien en mer et terrestre et hydraulique)

L'ampleur et la diversité des risques auxquels le Groupe doit faire face, notamment dans un contexte de marché extrêmement volatil, accompagné de mesures réglementaires ayant un impact significativement négatif sur l'entreprise, marqué par le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées et par les études et travaux que le Groupe doit réaliser sur le parc nucléaire français en lien avec les phénomènes de corrosion sous contrainte récemment identifiés, pourraient avoir des conséquences de toute nature, y compris l'émergence de nouveaux risques ou l'aggravation des risques existants, susceptibles de rendre nécessaires des actions complémentaires afin d'atteindre les objectifs financiers du Groupe. Le Groupe pourrait même ne pas être en mesure d'atteindre ces objectifs. Dans la situation actuelle, les impacts des effets du conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées sur les risques de toute nature sont difficilement quantifiables.

(1) Il est rappelé que ce projet fait actuellement l'objet d'une subvention de l'État dans le cadre du plan France Relance à hauteur de 50 M€.


8,75 Mds€
ÉMISSIONS DE GREEN BONDS DEPUIS 2013
19 Mds€
FINANCEMENTS GREEN ET SUSTAINABLE
6,5 MtCO2/an
ÉVITÉS GRÂCE AUX PROJETS FINANCÉS PAR LES GREEN BONDS
72 %
DES LIGNES DE CRÉDIT DU GROUPE INDEXÉES SUR DES CRITÈRES ESG

6 ÉTATS FINANCIERS

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2021 332

Compte de résultat consolidé 332
État du résultat global consolidé 333
Bilan consolidé 334
Tableau de flux de trésorerie consolidé 335
Variation des capitaux propres consolidés 336
Annexe aux comptes consolidés 338

6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS 453

6.3 COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2021 457

Compte de résultat 459
Bilan 460
Tableau de flux de trésorerie 462
Annexe aux comptes sociaux 462

6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS 517

6.5 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES 520

6.6 AUTRES INFORMATIONS 521

6.7 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS VERTES (GREEN BONDS) ÉMISES PAR EDF 523

6.8 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS SOCIALES (SOCIAL BONDS) ÉMISES PAR EDF 531

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 12 mai 2022.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Chiffre d'affaires	5.1	84 461	69 031
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(44 299)	(32 425)
Autres consommations externes [1]		(8 595)	(8 461)
Charges de personnel	5.3	(14 494)	(13 957)
Impôts et taxes		(3 330)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	4 262	5 783
Excédent brut d'exploitation	**5**	**18 005**	**16 174**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	(215)	(175)
Dotations aux amortissements [2]		(10 789)	(10 838)
(Pertes de valeur)/reprises	10.8	(653)	(799)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(1 123)	(487)
Résultat d'exploitation		**5 225**	**3 875**
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(1 459)	(1 610)
Effet de l'actualisation	8.2	(2 670)	(3 733)
Autres produits et charges financiers	8.3	4 489	2 761
Résultat financier	**8**	**360**	**(2 582)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**5 585**	**1 293**
Impôts sur les résultats	9	(1 400)	(945)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	644	425
Résultat net des activités en cours de cession	3.2	(1)	(158)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**4 828**	**615**
Dont résultat net - part du Groupe		**5 113**	**650**
Résultat net des activités poursuivies		5 114	804
Résultat net des activités en cours de cession		(1)	(154)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**(285)**	**(35)**
Activités poursuivies		(285)	(31)
Activités en cours de cession		-	(4)
Résultat net part du Groupe par action en euros [3]	14.7		
Résultat par action		1,46	0,05
Résultat dilué par action		1,36	0,05
Résultat par action des activités poursuivies		1,46	0,10
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,36	0,10

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2021 Part du Groupe	2021 Part attribuable aux participations ne donnant pas le controle	2021 Total	2020 Part du Groupe	2020 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2020 Total
Résultat net consolidé		**5 113**	**(285)**	**4 828**	**650**	**(35)**	**615**
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de tresorerie - variation brute	*18.7.5*	(3 292)	(33)	(3 325)	(711)	(8)	(719)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		779	8	787	210	3	213
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	*18.7.5*	(673)	-	(673)	661	-	661
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		(83)	-	(83)	(30)	-	(30)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	*18.1.2*	(346)	-	(346)	20	-	20
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		101	-	101	10	-	10
Écarts de conversion des entités contrôlées		1 935	606	2 541	(1 425)	(430)	(1 855)
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des co-entreprises		(80)	-	(80)	(561)	-	(561)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		***(1 659)***	***581***	***(1 078)***	***(1 826)***	***(435)***	***(2 261)***
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	*18.1.2*	15	1	16	(34)	(4)	(38)
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	*16.1.3*	1 144	263	1 407	(983)	80	(903)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(421)	(89)	(510)	(220)	(18)	(238)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des co-entreprises		**(83)**	-	**(83)**	(109)	-	(109)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		***655***	***175***	***830***	***(1 346)***	***58***	***(1 288)***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		**(1 004)**	**756**	**(248)**	**(3 172)**	**(377)**	**(3 549)**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		**4 109**	**471**	**4 580**	**(2 522)**	**(412)**	**(2 934)**
Dont résultat global des activités poursuivies		4 110	471	4 581	(2 368)	(408)	(2 776)
Dont résultat global des activités en cours de cession	3.2.2	(1)	-	(1)	(154)	(4)	(158)

Bilan consolidé

Actif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Goodwill	*10.1*	10 949	10 265
Autres actifs incorporels	*10.2*	10 221	9 583
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	*10.3*	98 237	92 600
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	*11*	62 132	60 352
Immobilisations en concessions des autres activités	*10.5*	6 881	6 858
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	*12*	8 084	6 794
Actifs financiers non courants	*18.1*	55 609	47 615
Autres débiteurs non courants	*13.3.4*	2 092	2 015
Impôts différés actifs	*9.3*	1 667	1 150
Actif non courant		**255 868**	**237 232**
Stocks	*13.2*	16 197	14 738
Clients et comptes rattachés	*13.3*	22 235	14 521
Actifs financiers courants	*18.1*	39 937	23 532
Actifs d'impôts courants		544	384
Autres debiteurs courants	*13.3.4*	16 197	6 918
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*18.2*	9 919	6 270
Actif courant		**105 029**	**66 363**
Actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	*3.2*	69	2 296
TOTAL DE L'ACTIF		**360 966**	**305 891**

Capitaux propres et passif

(en millions d'euros)			
Capital	*14*	1 619	1 550
Réserves et résultats consolidés		48 592	44 083
Capitaux propres - part du Groupe		*50 211*	*45 633*
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	*14.6*	11 778	9 593
Total des capitaux propres	***14***	**61 989**	**55 226**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	*15*	62 067	58 333
Provisions pour avantages du personnel	*16*	21 716	22 130
Autres provisions	*17*	5 442	5 374
Provisions non courantes		*89 225*	*85 837*
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricite en France	*11.2*	48 853	48 420
Passifs financiers non courants	*18.3*	56 543	55 899
Autres créditeurs non courants	*13.5*	4 816	4 874
Impôts différés passifs	*9.3*	2 401	3 115
Passif non courant		**201 838**	**198 145**
Provisions courantes	*15, 17 et 16.1*	6 836	5 827
Fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	19 569	11 900
Passifs financiers courants	*18.3*	45 014	17 609
Dettes d'impôts courants		446	215
Autres créditeurs courants	*13.5*	25 248	16 861
Passif courant		**97 109**	**52 412**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	*3.2*	30	108
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**360 966**	**305 891**

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2021	2020 [1]
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		**4 828**	**615**
Résultat net des activités en cours de cession		**(1)**	**(158)**
Résultat net des activités poursuivies		**4 829**	**773**
Pertes de valeur / (reprises)		653	799
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		10 488	13 310
Produits et charges financiers		(89)	785
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		467	433
Plus ou moins-values de cession		(67)	(185)
Impôt sur les résultats		1 401	945
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(644)	(425)
Variation du besoin en fonds de roulement	*13.1.3*	(1 526)	(1 679)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***15 512***	***14 756***
Frais financiers nets décaissés		(588)	(929)
Impôts sur le résultat payés		(2 276)	(983)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**12 648**	**12 844**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**-**	**98**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**12 648**	**12 942**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(165)	(126)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		1 154	498
Investissements incorporels et corporels	*10.1*	(17 606)	(16 007)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		264	54
Variations d'actifs financiers		1 776	2 718
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(14 577)**	**(12 863)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**-**	**(104)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(14 577)**	**(12 967)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [2]		2 076	1 019
Dividendes versés par EDF	*14.3*	(84)	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(163)	(267)
Achats/ventes d'actions propres		(3)	5
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***1 826***	***757***
Émissions d'emprunts	*18.3.2.1*	6 943	6 601
Remboursements d'emprunts	*18.3.2.1*	(5 161)	(7 062)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) et OCEANEs	*14.4 et 14.5*	1 235	2 243
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	*14.4*	(547)	(501)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		677	534
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***3 147***	***1 815***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**4 973**	**2 572**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**-**	**19**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**4 973**	**2 591**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		3 044	2 553
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	13
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**3 044**	**2 566**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**6 270**	**3 934**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 044	2 566
Variations de change		180	(162)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		38	35
Autres variations non monétaires [3]		387	(103)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	*18.2*	**9 919**	**6 270**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2020 intègrent le reclassement d'un montant de 79 millions d'euros entre les « Frais financiers net décaissés » et les « Variations d'actifs financiers ».

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2021, un montant de 1 304 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co., un montant de 865 millions d'euros relative à la cession de 49% d'Edison Renewables et un montant de (276) millions d'euros relatif à l'acquisition de 70% d'E2i Energie Speciali. Comprend en 2020, un montant de 998 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co.

(3) Les autres variations non monétaires comprennent le reclassement au 1er janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettées au sein des autres dettes financières (voir note 18.3.2.1 sur la ligne « Autres mouvements ») pour un montant de 281 millions d'euros.

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2021 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion [1]	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) [2]	Autres réserves consolidées et résultat [3]	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2019	**1 552**	**(64)**	**1 037**	**(1 198)**	**45 139**	**46 466**	**9 324**	**55 790**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 908)	82	(1 346)	(3 172)	(377)	(3 549)
Résultat net	-	-	-	-	650	650	(35)	615
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**(1 908)**	**82**	**(696)**	**(2 522)**	**(412)**	**(2 934)**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(501)	(501)	-	(501)
Émissions / rachats TSDI et OCEANEs (voir notes 14.4 et 14.5)	-	-	-	-	2 207	2 207	-	2 207
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(271)	(271)
Achats/ventes d'actions propres	-	1	-	-	-	1	-	1
Réduction de capital d'EDF (voir note 14.1)	(2)	53	-	-	(51)	-	-	-
Autres variations [4]	-	-	-	-	(18)	(18)	952	934
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	**1 550**	**(10)**	**(871)**	**(1 116)**	**46 080**	**45 633**	**9 593**	**55 226**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 699	(3 358)	655	(1 004)	756	(248)
Résultat net	-	-	-	-	5 113	5 113	(285)	4 828
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**1 699**	**(3 358)**	**5 768**	**4 109**	**471**	**4 580**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(547)	(547)	-	(547)
Émissions / rachats TSDI (voir notes 14.4)	-	-	-	-	972	972	-	972
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 599)	(1 599)	(163)	(1 762)
Achats/ventes d'actions propres	-	(4)	-	-	-	(4)	-	(4)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	69	-	-	-	1 446	1 515	-	1 515
Autres variations [5]	-	-	-	-	132	132	1 877	2 009
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	**1 619**	**(14)**	**828**	**(4 474)**	**52 252**	**50 211**	**11 778**	**61 989**

(1) Les écarts de conversion varient de 1 699 millions d'euros en 2021. Cette variation est principalement liée à l'appréciation de la livre sterling et dans une moindre mesure à celle du dollar par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, 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, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(4) En 2020, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 998 millions d'euros.

(5) En 2021, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co pour 1 304 millions d'euros.
En 2021, les « autres variations » des capitaux propres part du Groupe comprennent également :
- l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 49 millions d'euros nets d'impôt. Cet ajustement résulte de la mise en œuvre de la décision de l'IFRIC relative à la méthode d'acquisition des droits (cf. note 1.2.3) ;
- le reclassement des valeurs nettes comptables liés aux coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS anterieurement immobilises, pour un montant de (64) millions d'euros nets d'impôts. Ce reclassement résulte de la confirmation par l'IASB de la décision IFRIC relative à la comptabilisation de ces coûts (cf. note 1.2.4).
Par ailleurs, les « autres variations » des capitaux propres part du groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent l'effet en capitaux propres des transactions conclues avec les minoritaires, s'agissant d'opérations d'acquisition ou de cession réalisées sans changement de méthode de consolidation (cession de 49 % d'Edison Renewables, acquisition de 70 % du capital de E2i et introduction en bourse de Pod Point, voir note 3.1.1).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 1 Référentiel comptable du groupe 339
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 339
1.2 Évolutions du référentiel comptable 339
1.3 Bases de préparation des états financiers 340
1.4 Comparabilité des exercices 342

Note 2 Synthèse des faits marquants 343

Note 3 Périmètre de consolidation 344
3.1 Évolution du périmètre de consolidation 345
3.2 Activités en cours de cession 346
3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2021 347

Note 4 Informations sectorielles 351
4.1 Informations par secteur opérationnel 351
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 354

Note 5 Excédent brut d'exploitation 354
5.1 Chiffre d'affaires 356
5.2 Achats de combustible et d'énergie 360
5.3 Charges de personnel 361
5.4 Autres produits et charges opérationnels 361

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading 363

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation 364

Note 8 Résultat financier 364
8.1 Coût de l'endettement financier brut 364
8.2 Effet de l'actualisation 364
8.3 Autres produits et charges financiers 365

Note 9 Impôts sur les résultats 365
9.1 Ventilation de la charge d'impôt 366
9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 366
9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 367
9.4 Ventilation des impôts différés par nature 367

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France 368
10.1 Goodwill 368
10.2 Autres actifs incorporels 369
10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles 371
10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation 372
10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France) 374
10.6 Immobilisations en cours 375
10.7 Investissements incorporels et corporels 378
10.8 Pertes de valeur/reprises 378

Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France 383
11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 385
11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 385

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 386
12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) 386
12.2 Taishan 387
12.3 Autres participations 387

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR) 388
13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement 388
13.2 Stocks 389
13.3 Clients et comptes rattachés 390
13.4 Fournisseurs et comptes rattachés 392
13.5 Autres créditeurs 392

Note 14 Capitaux propres et résultat par action 393
14.1 Capital social 393
14.2 Actions propres 393
14.3 Distributions de dividendes 394
14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée 394
14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs) 395
14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 395
14.7 Résultat net et résultat net dilué par action 397

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés 398
15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France 400
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 411
15.3 Provisions nucléaires en Belgique 413

Note 16 Provisions pour avantages du personnel 413
16.1 Provisions pour avantages du personnel du groupe 415
16.2 France (activités régulées et activités de production et commercialisation) 418
16.3 Royaume-Uni 420

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels 421
17.1 Autres provisions pour déconstruction 421
17.2 Autres provisions 422
17.3 Passifs éventuels 423

Note 18 Actifs et passifs financiers 425
18.1 Actifs financiers 425
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie 428
18.3 Passifs financiers 429
18.4 Lignes de crédit non utilisées 432
18.5 Juste valeur des instruments financiers 433
18.6 Risques marchés et de contrepartie 434
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 434

Note 19 Indicateurs financiers 439
19.1 Résultat net courant 439
19.2 Endettement financier net 440
Note 20 Développement durable et climat 440
20.1 Dépenses réglementaires 440
20.2 Évaluation des actifs et passifs 441
20.3 Financement durable 442
20.4 Investissements décarbonés 442
20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat 443
Note 21 Engagements hors bilan 444
21.1 Engagements donnés 444
21.2 Engagements reçus 448
Note 22 Parties liées 450
22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 449
22.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 449
22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 450
Note 23 Événements postérieurs à la clôture 450
Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes 452

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 2021.

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 2021 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 17 février 2022. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 12 mai 2022.

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 du 31 décembre 2021 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 2021. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2021.

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.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2020 à l'exception des changements des notes 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3 et 1.2.4 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2022 (note 1.2.5).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.2.1 Réforme des taux interbancaires de référence - amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (phase 2)

Ces amendements, adoptés le 13 janvier 2021, sont applicables depuis le 1er janvier 2021.

Les principaux taux concernés, utilisés par EDF, sont l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

La modification des taux d'intérêt effectifs consécutive à la réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Cette réforme est sans impact significatif sur le résultat 2021 et ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information).

Compte-tenu de sa position pérenne emprunteuse à taux fixe (voir la note 18.3.3.3), l'essentiel de l'exposition d'EDF se concentre sur des instruments dérivés de taux utilisés pour variabiliser la dette. Sur ces instruments, les courbes de référence des contrats de collatéraux ont été modifiées pour remplacer l'Eonia par l'Ester. Ces évolutions se sont traduites par la réception d'une soulte de 22 millions d'euros comptabilisée en contrepartie d'un ajustement de valeur des instruments dérivés.

Par ailleurs, dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1er janvier 2022.

Pour le Libor USD, les opérations de remplacement seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.2.2 Amendements à IFRS 16 « Compensation de loyer liées à la Covid-19 »

L'application de l'amendement « Allégements de loyer liés à la Covid-19 » a été prolongée d'un an (paiements au plus tard le 30 juin 2022). Il permet au preneur qui bénéficie de franchises ou réductions de loyer directement liées à la Covid-19 de les comptabiliser directement au compte de résultat.

Cet amendement est sans impact sur les comptes du Groupe.

1.2.3 Décision de l'IFRIC : « Attribution des droits aux périodes de service » (IAS 19)

En mai 2021, l'IASB a approuvé la décision de l'IFRIC portant sur l'attribution des droits des régimes pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Sont principalement concernées par cette décision, les indemnités de fin de carrière des régimes spécifiques des Industries électriques et gazières de France (IEG). Celles-ci représentaient un montant d'engagements de 941 millions d'euros au 31 décembre 2020 pour les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2.2).

La modification de la méthode d'acquisition des droits conduit à une diminution des engagements de (67) millions d'euros avant d'impôts au 1er janvier 2021, comptabilisée en capitaux propres (dans la ligne « Autres variations »).

1.2.4 Décision de l'IFRIC sur les contrats SaaS (IAS 38)

En avril 2021, l'IASB a confirmé la position prise par l'IFRIC en mars 2021 faisant suite à sa décision provisoire de décembre 2020 concernant la comptabilisation des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel mis à disposition par un fournisseur dans le cadre d'un contrat de type SaaS (*Software as a Service*), ce sujet ayant été porté à l'agenda dans le contexte d'une diversité de pratiques observées. La décision d'agenda de l'IFRIC indique que dans la plupart des cas, en application d'IAS 38, ces coûts doivent être reconnus en charges et non en immobilisations incorporelles car d'une part, l'entité ne contrôle pas le logiciel et d'autre part, les activités de personnalisation/configuration ne génèrent pas une ressource contrôlée par le client, distincte du logiciel.

En application de cette décision, les coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS qui avaient antérieurement été immobilisés, ont été retraités au 1er janvier 2021 en contrepartie des capitaux propres dans la ligne « Autres variations » pour un montant de (88) millions d'euros avant impôts. Les coûts de configuration et de personnalisation exposés en 2021 relatifs à ces contrats sont comptabilisés sur la ligne « Autres consommations externes ».

1.2.5 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2022

Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles - Produit antérieur à l'utilisation prévue »

À compter du 1er janvier 2022, les produits de la vente d'éléments générés par un actif non encore en service ne seront plus comptabilisés en déduction du coût de l'immobilisation. Ces produits ainsi que les coûts associés devront être enregistrés en résultat.

Le Groupe sera concerné au titre de ses projets de construction d'installations de production d'énergie.

Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires - Coûts d'exécution du contrat »

Ces amendements précisent les coûts à inclure lors de la détermination du caractère onéreux ou non d'un contrat.

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif pouvant résulter de leur application.

Autres textes

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

- « Améliorations annuelles du cycle 2018-2020 » ;
- IFRS 3 « Regroupement d'entreprises – Référence au cadre conceptuel ».

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. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

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 doit être 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 courant d'une part, non 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 principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

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 MWe 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 1er 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 MWe 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 MWe, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) sur l'année 2021. Trois visites décennales (VD4 : Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021. La quatrième visite décennale de Dampierre 1 s'est achevée le 5 février 2022.

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MWe et 1 450 MWe), qui sont plus récents, était, jusqu'au 31 décembre 2020, maintenue à 40 ans.

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 MWe étant réunies, le Groupe a procédé à ce changement d'estimation au 1er janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 1.4.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France »).

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MWe (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 2021 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 et 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 ;
- 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 MWe et 1 300 MWe et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MWe).

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 2021 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2021 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. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révise 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 (contrats d'énergies essentiellement), 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 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 considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9 ;
  - le Groupe détenait, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société E2i Energie Speciali, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels conféraient à Edison le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale, en application d'IFRS 10. Edison a acquis le 16 février 2021, les 70 % d'E2i Energie Speciali auprès de F2i. La société étant déjà consolidée en intégration globale, ce rachat a impacté uniquement les intérêts minoritaires au sein des capitaux propres (voir note 3.1) et ultérieurement le résultat net part du Groupe.

1.3.5 Nature et étendue des 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 régulatoires (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).

1.4 Comparabilité des exercices

1.4.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France

Le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 1 300 MWe en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies en 2021.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations 1 300 MWe à fonctionner au moins 50 ans. Ceci est également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, le Groupe progresse avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur son programme du réexamen périodique pour la quatrième visite décennale du palier 1 300 MWe (VD4 1 300 – projet inclus dans le programme Grand Carénage). Ce programme suit une méthodologie de travail et vise des ambitions, tout particulièrement en matière de sûreté, analogues au quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe dont il tire bénéfice des enseignements. En décembre 2019, l'ASN, dans sa réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MWe, y indiquait globalement son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4.

Surtout, l'accord de l'ASN publié en février 2021 sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, et la réussite industrielle des premières occurrences des quatrièmes visites décennales des tranches du palier 900 MWe (après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2 et Bugey 4 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur le premier semestre 2021, et Tricastin 2 sur le deuxième semestre 2021) renforcent la confiance d'EDF dans la pertinence et la maîtrise de son programme pour le palier 1 300 MWe.

Au terme de sa VD4, le palier REP 1 300 MWe aura ainsi atteint un niveau de sûreté se rapprochant de celui fixé pour l'EPR.

De plus, la prolongation du palier 1 300 MWe au-delà de 40 ans, présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long terme dégradés et dans différents scénarios de sensibilité.

Enfin, un fonctionnement des tranches 1 300 MWe à 50 ans est compatible avec les dispositions de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019 (50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité en 2035) et le décret d'adoption de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie du 21 avril 2020. L'étude réalisée par RTE à la demande du gouvernement sur des scénarios de mix électrique permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, intitulée « Futurs énergétiques 2050 » dont le rapport d'étape a été publié en juin 2021 et dont les principaux résultats de l'étude ont été publiés le 25 octobre 2021, constate un besoin important de capacité de production décarbonée, et retient dans tous ses scénarios pour la période post-2035 une hypothèse de poursuite d'exploitation du parc existant au-delà de 50 ans, avec des fermetures s'échelonnant entre 50 et 60 ans.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, le Groupe considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1er janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021 :

- au 1er janvier 2021, du fait principalement des décalages des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent globalement de 1 016 millions d'euros (voir note 15), dont 848 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés. Cette diminution de provision est imputée principalement sur la valeur nette comptable des actifs conformément à IFRIC 1 (à hauteur de 1 031 millions d'euros, voir note 10.3), et pour le reste sur le compte de résultat (à hauteur de (15) millions d'euros). Elle est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros ;
- sur l'exercice 2021 :
  - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1er janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 564 millions d'euros sur l'exercice,
  - la diminution des provisions nucléaires au 1er janvier 2021 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 33 millions d'euros,
  - la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 23 millions d'euros.

Au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 559 millions d'euros, et le résultat net part du Groupe consolidé de 405 millions d'euros.

1.4.2 Effets du niveau des prix de marché sur la comparabilité des exercices

L'augmentation significative en 2021 des prix de marché de l'électricité, ainsi que du gaz, particulièrement sur le deuxième semestre et plus encore sur le dernier trimestre a eu différents effets sur les états financiers du Groupe, affectant la comparabilité des comptes sur différentes dimensions, que les différentes notes annexes s'attachent à mettre en exergue. À titre illustratif, sur la France, l'augmentation des moyennes des prix spot électricité en base est de l'ordre de 240 % entre 2020 et 2021, et celle des contrats annuels à terme en base est de l'ordre de 113 % entre 2020 et 2021.

Les principaux postes concernés sont les suivants, de façon non exhaustive :

Au niveau du bilan :

- L'augmentation des « clients et comptes rattachés » (voir note 13.3) pour environ 8 milliards d'euros, des « actifs financiers courants » (voir note 18.1) pour environ 17 milliards d'euros et des « autres débiteurs courants » (voir note 13.3.4) pour environ 9 milliards d'euros concerne en particulier EDF Trading (notamment au titre des appels de marge actifs et de la juste valeur positive des dérivés de transaction) et Edison (sur le gaz) ;
- L'augmentation des « fournisseurs et comptes rattachés » (voir note 13.4) pour environ 8 milliards d'euros, des « passifs financiers courants » (voir note 18.3) pour environ 27 milliards d'euros et des « autres créditeurs courants » (voir note 13.5) pour environ 8 milliards d'euros concerne en particulier EDF Trading (notamment au titre des appels de marge passifs et de la juste valeur négative des dérivés de transaction) et Edison (sur le gaz). La valorisation des dérivés de couverture de flux de trésorerie sur les matières premières (voir note 18.7.5) évolue également de façon significative dans l'état du résultat global ;
- Au sein des « autres débiteurs courants » la position usuellement débitrice de CSPE pour EDF SA (créance de l'ordre de 2 milliards au 31 décembre 2020) est en position créditrice au sein des « autres créditeurs courants » pour 0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 13.3.4).

Au niveau du compte de résultat :

De façon générale, les niveaux de prix élevés ont eu des impacts significatifs à la hausse sur le chiffre d'affaires (voir note 5.1.2) et les achats de combustibles et d'énergie (voir note 5.2). La marge de *trading* au sein du chiffre d'affaires a pu bénéficier de la volatilité et des niveaux de prix élevés des énergies.

La profitabilité de certaines entités du Groupe a été en revanche pénalisée par des achats d'électricité à des prix très élevés sur les marchés en fin d'année, en fonction de leur propre équilibre offre-demande, prix qui n'ont pu être que partiellement répercutés sur les prix de ventes aux clients finals en 2021, en fonction des différents systèmes régulatoires en place, le cas échéant : c'est en particulier le cas pour les segments France – Activités de production et de commercialisation ; Royaume-Uni ; et dans une moindre mesure notamment pour les segments Autre International – Belgique ; France – Activités régulées (coût des achats de pertes) (voir note 5).

La note 23 indique par ailleurs les mesures annoncées à ce jour par le gouvernement français, ainsi que britannique, pour limiter les effets de la hausse des prix de marché sur les consommateurs en 2022.

1.4.3 Conséquences de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe, notamment la production nucléaire, les chantiers et les services.

Dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, un travail approfondi avait été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe sur la base de *reportings* spécifiques et des principes d'évaluation explicités dans les états financiers semestriels (voir note 2.1) et annuels 2020 (voir note 1.4.1).

Les effets de la crise sanitaire sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe étaient évalués à (1 479) millions d'euros au 31 décembre 2020 – principalement relatifs aux secteurs :

- France – Activités de production et commercialisation pour (872) millions d'euros, en lien avec la baisse de la production nucléaire, la diminution de la demande, la constatation de provisions pour dépréciation clients ;
- France – Activités régulées pour (237) millions d'euros, en lien avec la diminution des volumes acheminés, la baisse des raccordements du fait de l'arrêt ou le ralentissement des chantiers ; et
- Royaume-Uni pour (182) millions d'euros, principalement en lien avec la baisse de la demande.

Même si la crise sanitaire a continué à produire des effets sur l'année 2021, ses effets sur l'excédent brut d'exploitation au 31 décembre 2021 du Groupe présentent un caractère peu significatif, diffus et difficilement traçable.

Provision dépréciation des créances clients

S'agissant de l'estimation des pertes de crédit sur les créances clients, au 31 décembre 2020, les différentes analyses conduites dans les différentes entités du Groupe avaient conduit à une augmentation des dépréciations des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 223 millions d'euros sur l'exercice au sein des « Autres charges et produits opérationnels » du compte de résultat, sur la base des principes exposés en note 1.4.1.2 des états financiers au 31 décembre 2020, dont 80 millions d'euros sur la France – Activités de production et commercialisation, 58 millions d'euros sur la France – Activités régulées, 68 millions d'euros sur le Royaume-Uni, et 13 millions d'euros sur la Belgique.

Au 31 décembre 2021, la mise à jour des analyses de risques tenant compte des niveaux de recouvrement observés sur l'année, a conduit à procéder à des reprises de provisions sur les différents secteurs opérationnels pour un total de 115 millions d'euros.

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs **en 2021** et jusqu'à la date de l'arrêté des comptes du Groupe sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire :**
  - EDF a remis à l'exploitant nucléaire indien NPCIL l'offre technico-commerciale engageante française en vue de la construction de six EPR sur le site de Jaitapur (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 23 avril 2021) ;
  - EDF a décidé de mettre Dungeness B en phase de déchargement du combustible (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 7 juin 2021, voir notes 7, 10.8, 15.2) ;
  - Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 15 décembre 2021, voir note 23) ;
  - Révision de la durée de vie des AGR (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 15 décembre 2021, voir note 10.8) ;
  - Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022, voir note 10.6) ;
  - Le 13 janvier 2022, EDF a actualisé son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 23) ;
  - Le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 7 février 2022, voir note 23) ;
  - Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2023 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 11 février 2022, voir note 23).
- **Plans de cession :**
  - Edison a finalisé la vente d'Edison Norge à Sval Energi pour une valeur de 374 millions de dollars (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 25 mars 2021, voir note 3.1) ;
  - Edison a finalisé la cession de Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) à 2i ReteGas pour 150 millions d'euros (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 30 avril 2021, voir note 3.1) ;
  - Dalkia a annoncé la finalisation de la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy avec Paprec (*cf.* communiqué de presse de Dalkia du 28 juillet 2021, voir notes 3.1 et 7) ;
  - EDF a finalisé la vente de sa participation dans CENG (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 août 2021, voir notes 3.1 et 7) ;
  - EDF a finalisé la cession de la centrale CCGT de West Burton B à EIG (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 31 août 2021, voir note 3.1) ;
  - Edison et le Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction afin d'accélérer ensemble le développement des énergies renouvelables en Italie (*cf.* communiqués de presse d'Edison les 3 et 14 décembre 2021, voir note 3.1) ;
  - EDF a réalisé le transfert d'un parc immobilier en Île-de-France à une société commune avec POWERHOUSE HABITAT (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2021, voir note 5.4).
- **Opérations de financement :**
  - EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 27 mai 2021, voir note 14.4) ;
  - EDF a lancé le 23 novembre 2021 une émission d'obligations vertes senior pour un montant nominal de 1,75 milliard d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 24 novembre 2021, voir note 18.3.2.2) ;
  - EDF a annoncé le 23 décembre 2021 la signature d'une nouvelle facilité de crédit indexée sur des indicateurs sociaux et syndiquée auprès de 9 banques (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 23 décembre 2021, voir note 18.4).
- **Énergies renouvelables :**
  - Edison a finalisé l'acquisition de E2i (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021, voir notes 1.3.4.9 et 3.1) ;
  - EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer du Calvados (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables le 22 février 2021, voir note 12.3) ;
  - Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis (*cf.* communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 1er juillet 2021, voir note 12.3) ;
  - Construction du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire : finalisation de la fabrication de composants et poursuite des opérations en mer (*cf.* communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 28 août 2021, voir note 12.3) ;
  - Mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V en Chine (*cf.* communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 9 décembre 2021, voir note 12.3).
- Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et AREVA (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 30 juin 2021, voir note 7) ;
- EDF arrête le projet Écocombust de développement d'un nouveau combustible à base de bois de classe 8 (*cf.* communique de presse du Groupe du 8 juillet 2021, voir note 10.3) ;
- Framatome a annoncé la finalisation de l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C (*cf.* communiqué de presse de Framatome du 8 novembre 2021, voir note 3.1) ;

- Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement Français (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 23) ;
- EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 10 février 2022, voir note 23).

Outre la crise sanitaire, les principaux évènements et transactions significatifs en **2020** du Groupe étaient les suivants :

- **Développement dans le nucléaire :**
  - EDF a redémarré la centrale de Hunterston B et a confirmé son intention de passer en phase de démantèlement d'ici janvier 2022. Par ailleurs, Hinkley Point B dans le Somerset commencera la phase de déchargement du combustible, au plus tard le 15 juillet 2022 (*cf.* communiqués de presse d'EDF Energy du 27 août 2020 et 19 novembre 2020, voir note 10.8) ;
  - Le Groupe a réajusté le coût du programme Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans (*cf.* communiqué de presse du 29 octobre 2020 et voir note 10.6) ;
  - Actualisation du projet Hinkley Point C (*cf.* communiqué de presse du 27 janvier 2021 et voir note 10.6).
- **Plans de cession :**
  - Edison a finalisé la cession d'Edison Exploration & Production SpA à Energean (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 17 décembre 2020 et voir note 3.1).

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 :

- l'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 influer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances, y compris les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris ceux détenus par une partie liée au sens de la norme IAS 24.

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 (ou participants), 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 dans ses états financiers 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 l'Alpha de JERA Global Markets, co-détenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Fredeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH (FSG).

Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1er 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, à l'exception de tout 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 une opération interne aux actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- En cas d'acquisitions successives, dans une entreprise, 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 à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- En cas de prise de contrôle par étapes, le résultat 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 actionnaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1er janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 revisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

3.1 Évolution du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre en 2021

Sur l'exercice 2021, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021 ;
- la cession d'Edison Norge le 25 mars 2021 ;
- la cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) le 30 avril 2021 ;
- la cession de Dalkia Wastenergy le 28 juillet 2021 ;
- la cession de la participation dans CENG le 9 août 2021 ;
- la cession de West Burton B le 31 août 2021 ;
- l'introduction en Bourse de Pod Point le 4 novembre 2021 ;
- l'acquisition de Rolls-Royce Civil Nuclear I&C le 8 novembre 2021 ;
- la cession de 49 % de Edison Renewables le 3 décembre 2021 ;
- la consolidation d'IZI Solutions Renov et Hynamics.

Acquisition de 70 % du capital de E2i

Le 16 février 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé le 14 janvier 2021 avec F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture pour l'acquisition de 70 % d'E2i Energie Speciali, société leader dans le secteur éolien italien et déjà consolidée en intégration globale par Edison qui détenait une participation de 30 %, en application d'une gouvernance spécifique.

L'acquisition a contribué à une augmentation de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros.

S'agissant d'une acquisition d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart de 155 millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis a été enregistré en diminution des capitaux propres part du Groupe.

Cession d'Edison Norge

Le 25 mars 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé avec Sval Energi le 30 décembre 2020 pour la vente de 100 % d'Edison Norge AS (activités d'exploration et de production d'hydrocarbures en Norvège).

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble des activités d'Edison Norge avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

La transaction s'inscrit dans le cadre de la sortie des activités d'exploration et de production d'hydrocarbures et fait suite à une première opération entre Edison Exploration et Production et Energean réalisée en décembre 2020. Elle est fondée sur une valeur d'entreprise estimée à 374 millions de dollars et comprend un versement de 12,5 millions de dollars à recevoir à la date de mise en service du champ de Dvalin.

La cession d'Edison Norge a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG)

Le 30 avril 2021, Edison a annoncé avoir cédé à 2i Rete Gas 100 % de la société Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) pour 150 millions d'euros, conformément à un accord signé le 14 janvier 2021.

IDG gère des réseaux et des installations de distribution de gaz dans 58 communes des Abruzzes, d'Émilie-Romagne, du Latium, de Lombardie et de Vénétie, et est présente dans 17 zones territoriales minimales (Atem) et compte 152 000 clients.

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble d'IDG avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Ces deux opérations (Edison Norge et IDG) permettront à Edison de soutenir le plan de croissance de l'entreprise dans les domaines stratégiques, à savoir la production d'énergies renouvelables et à faible teneur en carbone, l'efficacité énergétique, la mobilité durable et les services à valeur ajoutée pour les clients.

Cession de Dalkia Wastenergy

A la suite de l'obtention des autorisations réglementaires requises, Dalkia a annoncé le 28 juillet 2021 avoir réalisé la cession de 100 % du capital de Dalkia Wastenergy (ex TIRU) à Paprec.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,1 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Cession de la participation dans CENG

Le 9 août 2021, EDF a annoncé avoir réalisé la cession de sa participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group, LLC (« CENG ») à son partenaire dans la joint-venture, Exelon Generation, LLC (« Exelon »). La cession s'inscrit dans le cadre de l'option de vente conclue en avril 2014 [1] entre EDF et Exelon, permettant à EDF de céder sa participation à Exelon à sa juste valeur et qu'EDF avait exercée en janvier 2020 [2].

Le prix de cession de la participation d'EDF dans CENG s'élève à 885 millions de dollars (750 millions d'euros) et contribue à une diminution de l'endettement financier du Groupe du même montant.

Cette transaction a un impact de (0,3) milliard d'euros sur le compte de résultat du Groupe.

Cession de West Burton B

Le 9 avril 2021, EDF a annoncé la signature d'un accord engageant avec le fonds d'investissement EIG pour la vente de la centrale thermique à cycle combiné gaz de 1 332 MWe et de l'installation de stockage de batteries (49 MWe) de West Burton B dans le Nottinghamshire et du projet de développement, West Burton C. La cession a été finalisée le 31 août 2021, suite à la réalisation de toutes les conditions suspensives nécessaires.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Introduction en Bourse de Pod Point

Le 9 novembre 2021, la société Pod Point, filiale d'EDF spécialiste britannique des infrastructures de charge pour les véhicules électriques, est entrée à la Bourse de Londres. L'introduction en Bourse, réalisée *via* l'émission d'actions nouvelles, lui a permis de lever 120 millions de livres sterling. À l'issue des opérations, EDF conserve le contrôle avec une participation de plus de 50 % dans le capital de Pod Point.

S'agissant d'une cession d'intérêts minoritaires sans changement de methode de consolidation, l'écart non significatif constaté entre le prix de cession et les capitaux propres cédés a été enregistré en augmentation des capitaux propres part du Groupe.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,1 milliard d'euros.

Rolls-Royce Civil Nuclear I&C

Framatome a finalisé le 8 novembre 2021 l'acquisition de l'activité contrôle-commande et instrumentation (I&C) de Rolls-Royce Civil Nuclear qui avait été signée le 7 décembre 2020.

L'intégration des produits et des technologies de Rolls-Royce Civil Nuclear (tels que Spinline, Rodline et Hardline) va permettre à Framatome de capitaliser sur son expertise d'ingénierie, d'élargir son empreinte industrielle, de renforcer sa capacité à servir ses clients et de développer son implantation dans le contrôle-commande et l'instrumentation nucléaire à l'échelle mondiale.

S'agissant d'une prise de contrôle, l'écart de 92 millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis a été enregistré en goodwill.

(1) Cf. communiqué de presse du 1er avril 2014 « Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG ».
(2) Cf. communiqué de presse du 20 novembre 2019 « EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG ».

Cession de 49 % d'Edison Renewables

Le 14 décembre 2021, Edison et Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction signée le 3 décembre 2021 par laquelle Crédit Agricole Assurances devient le partenaire financier de long terme d'Edison en acquérant 49 % de la plateforme d'Edison Renewables et en participant au développement de la production éolienne et photovoltaïque. Cette transaction valorise Edison Renewables à plus de 2 milliards d'euros et fait suite à l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021.

Edison conserve le contrôle total de l'activité et de la gouvernance de la société et conduira son développement dans les énergies renouvelables conformément aux objectifs de décarbonation fixés par le PNIEC italien (Plan National Intégré pour l'Energie et le Climat) et le *Green Deal* européen. Edison continuera à consolider intégralement Edison Renewables, qui dispose d'actifs dans les énergies renouvelables pour une capacité totale de 1,1 GW, dont environ 1 000 MWe de parcs éoliens situés dans les zones les plus ventées du pays.

S'agissant d'une cession d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart de 455 millions d'euros constaté entre le prix de cession et les capitaux propres cédés a été enregistré en augmentation des capitaux propres part du Groupe.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,9 milliard d'euros.

Sur l'année 2021, l'ensemble des transactions réalisées dans le cadre du plan de cessions d'actifs a contribué à une diminution de l'endettement financier net de 2,8 milliards d'euros.

3.1.2 Évolutions du périmètre en 2020

Sur l'exercice 2020, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes :

- la cession d'Edison Exploration et Production SpA (E&P) le 17 décembre 2020 (voir notes 1.4.2 et 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020) ;
- la consolidation d'EDF Pulse Holding (ex EDF Pulse Croissance), Agregio, Energy2Market (E2M) et IZIVIA.

3.2 Activités en cours de cession

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, dont la vente est classée comme telle au cours de l'exercice ne font pas l'objet de changement de présentation de leur traitement comptabilisé dans les états des exercices antérieurs ;
- représentant une ligne d'activité abandonnée font 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.

3.2.1 Détail des actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**69**	**2 296**
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**30**	**108**

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non financiers non courants [1]	-	316
Actifs financiers non courants	-	1 811
Actifs non financiers courants [2]	69	151
Actifs financiers courants	-	18
TOTAL DES ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	**69**	**2 296**

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Passifs non financiers non courants [3]	-	86
Passifs financiers non courants	-	1
Passifs non financiers courants	30	21
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	**30**	**108**

(1) Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles et incorporelles.
(2) Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement et des impôts différés.
(3) Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.

Au 31 décembre 2021, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- à l'actif, le montant résiduel correspond au complément de prix sur projet gazier Dvalin (E&P Norvège) et Cassiopea (E&P Italie) ;
- au passif, le montant résiduel correspond aux provisions sur contrat Energian.

La diminution des actifs et passifs s'explique par :

- la cession d'Edison Norge en mars 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 331 millions d'euros à l'actif et de 42 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- la cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) en avril 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 98 millions d'euros à l'actif et de 7 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- la cession de la participation dans CENG en août 2021 (voir note 3.1), qui représentait un montant de 1 811 millions d'euros à l'actif au 31 décembre 2020.

3.2.2 Résultat des activités en cours de cession

Sur l'exercice 2020, la ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » comprenait l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs.

Pour rappel les actifs E&P concernés ayant été cédés en décembre 2020, aucun résultat n'est présenté au titre des activités en cours de cession sur 2021 à l'exception de l'estimation des ajustements de prix ou de garanties en lien avec la transaction (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P (hors Algérie et Norvège) sur 2020 et 2021 sont les suivants

(en millions d'euros)	2021	2020
Chiffre d'affaires	-	216
Excédent brut d'exploitation	(1)	86
Résultat d'exploitation	(1)	13
Résultat financier	-	(22)
Impôt sur les résultats	-	(32)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITÉ	**(1)**	**(41)**
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	-	(117)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**(1)**	**(158)**

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2021

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 ;
- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité Haute Tension et Très Haute 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 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activite
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Électricité de France – Société mere		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Cyclife		100,00	100,00	A
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	-	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding (ex EDF Pulse Croissance)		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	-	P
Agregio		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 Électrique 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	97,45	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
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec)*	Chine	-	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	-	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

* *La société French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd (Figlec) a été liquidée en 2021.*

		Pourcentage d'intéret dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	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
Citelum	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

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

Autres métiers		Pourcentage d'interet dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'interêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activite
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) [1]	France	50,10	50,10	A
Elsandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
AREPE Fund SCS (EDF Invest)	Luxembourg	-	21,99	A
Geosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	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
MiRose (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
Arada (EDF Invest)	Portugal	-	30,00	P
Cabreira (EDF Invest)	Portugal	-	30,00	P
Montemuro (EDF Invest)	Portugal	-	30,00	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	-	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,66	-	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	-	A
AUTRE INTERNATIONAL				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) [2]	États-Unis	-	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	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
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

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.
(2) La participation dans Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) a été cédée le 6 août 2021 (voir note 3.1).

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 31/12/2021	Pourcentage de droits de votes detenu au 31/12/2021
Edison SpA	97,17	99,48
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 différents secteurs opérationnels n'ont pas été regroupés. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la performance 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, agrégat on) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- « **France – Activités régulées** » qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité 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 2021

(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	31 532	17 483	1 862	10 103	11 166	3 148	1 203	4 503	3 461	-	84 461
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 650	81	1 500	11	46	205	564	693	444	(5 194)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**33 182**	**17 564**	**3 362**	**10 114**	**11 212**	**3 353**	**1 767**	**5 196**	**3 905**	**(5 194)**	**84 461**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 394**	**5 992**	**584**	**(21)**	**1 046**	**267**	**815**	**378**	**1 824**	**(274)**	**18 005**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 394**	**2 610**	**265**	**(2 016)**	**608**	**(475)**	**241**	**217**	**1 655**	**(274)**	**5 225**
Bilan :											
Goodwill	126	223	1 428	8 095	108	46	185	592	142	-	10 945
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 468	67 273	2 826	24 408	5 744	2 084	10 842	2 248	578	-	177 471
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises [1]	3 474	-	70	187	178	2 071	1 453	64	587	-	8 084
Actifs financiers et trésorerie [2]	55 415	420	323	18 949	1 512	697	1 788	262	26 099	-	105 465
Autres actifs sectoriels [3]	22 024	4 204	1 997	5 240	5 913	1 265	1 166	2 708	14 415	-	58 932
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	69	-	-	-	-	-	69
TOTAL ACTIF	**142 507**	**72 120**	**6 644**	**56 879**	**13 524**	**6 163**	**15 434**	**5 874**	**41 821**	**-**	**360 966**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements [4]	(4 449)	(3 381)	(291)	(1 071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)	-	(10 789)
Pertes de valeur	(24)	-	(5)	(7*3)	149	-	(54)	(5)	(1)	-	(653)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	115	43	86	8 899	552	407	897	258	521	-	11 778
Investissements corporels et incorporels	5 327	4 784	280	4 325	592	129	1 849	295	25	-	17 606
Emprunts et dettes financières	71 214	3 386	304	5 417	1 902	13 761	7 513	2 143	3 267	(39 501)	69 406
• *dont dettes externes*	*63 378*	*820*	*237*	*201*	*988*	*112*	*3 165*	*303*	*202*	-	*69 406*
• *dont dettes intersecteurs [6]*	*7 836*	*2 566*	*67*	*5 216*	*914*	*13 649*	*4 348*	*1 840*	*3 065*	*(39 501)*	-

(1) Au 31 décembre 2021, 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 31 013 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 15 986 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 19 605 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 1 518 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 2020

(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	27 112	16 178	1 900	9 041	5 937	2 242	1 069	3 729	1 823	-	69 031
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 249	50	1 395	-	30	178	513	483	304	(4 202)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**28 361**	**16 228**	**3 295**	**9 041**	**5 967**	**2 420**	**1 582**	**4 212**	**2 127**	**(4 202)**	**69 031**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 412**	**5 206**	**534**	**823**	**683**	**380**	**848**	**290**	**261**	**(263)**	**16 174**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 270**	**1 893**	**269**	**(947)**	**134**	**98**	**354**	**(32)**	**99**	**(263)**	**3 875**
Bilan :											
Goodwill	109	223	1 332	7 569	98	37	183	572	142	-	10 265
Immobilisations incorporelles et corporelles	60 773	65 383	2 603	20 537	5 286	2 127	9 782	2 255	647	-	169 393
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises [1]	2 859	-	65	119	156	1 991	1 197	75	332	-	6 794
Actifs financiers et trésorerie [2]	52 134	339	263	14 833	400	654	1 727	170	6 897	-	77 417
Autres actifs sectoriels [3]	19 901	5 608	1 763	4 772	1 661	662	866	1 919	2 574	-	39 726
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	485	1 811	-	-	-	-	2 296
TOTAL ACTIF	**135 776**	**71 553**	**6 026**	**47 830**	**8 086**	**7 282**	**13 755**	**4 991**	**10 592**	**-**	**305 891**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements [4]	(4 613)	(3 314)	(276)	(1 122)	(417)	(284)	(458)	(278)	(76)	-	(10 838)
Pertes de valeur	(16)	-	-	(638)	(74)	-	(36)	(34)	(1)	-	(799)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	118	38	115	7 090	178	423	828	284	519	-	9 593
Investissements corporels et incorporels	5 503	4 187	215	3 485	492	191	1 650	257	27	-	16 007
Emprunts et dettes financières	67 534	2 335	288	5 311	1 737	11 564	6 537	1 695	264	(31 674)	65 591
• *dont dettes externes*	*60 181*	*761*	*198*	*225*	*823*	*96*	*2 792*	*312*	*203*	-	*65 591*
• *dont dettes intersecteurs* [6]	*7 353*	*1 574*	*90*	*5 087*	*913*	*11 468*	*3 747*	*1 380*	*62*	*(31 674)*	-

(1) Au 31 décembre 2020, 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 28 398 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2) et la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 034 millions d'euros au Royaume-Uni.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 993 millions d'euros (voir note 13.3.4).

(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 912 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 ») et d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni »).

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
2021 :				
Chiffre d'affaires externe :				
• dont France [2]	31 678	16 960	377	49 015
• dont International et autres métiers	27 292	-	8 154	35 446
CHIFFRE D'AFFAIRES	**58 970**	**16 960**	**8 531**	**84 461**

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres [1]	Total
2020 :				
Chiffre d'affaires externe :				
• dont France [2]	27 261	15 731	298	43 290
• dont International et autres métiers	18 601	-	7 140	25 741
CHIFFRE D'AFFAIRES	**45 862**	**15 731**	**7 438**	**69 031**

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome.
(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	2021	2020
Chiffre d'affaires	5.1	84 461	69 031
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(44 299)	(32 425)
Services extérieurs		(14 145)	(13 072)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(3 698)	(3 524)
Production stockée et immobilisée		8 987	7 888
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		261	247
Autres consommations externes [1]		**(8 595)**	**(8 461)**
Charges de personnel	**5.3**	**(14 494)**	**(13 957)**
Impôts et taxes sur rémunérations		(301)	(292)
Impôts et taxes liés à l'énergie		(1 672)	(1 635)
Autres impôts et taxes [2]		(1 357)	(1 870)
Impôts et taxes [3]		**(3 330)**	**(3 797)**
Autres produits et charges opérationnels	**5.4**	**4 262**	**5 783**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**18 005**	**16 174**

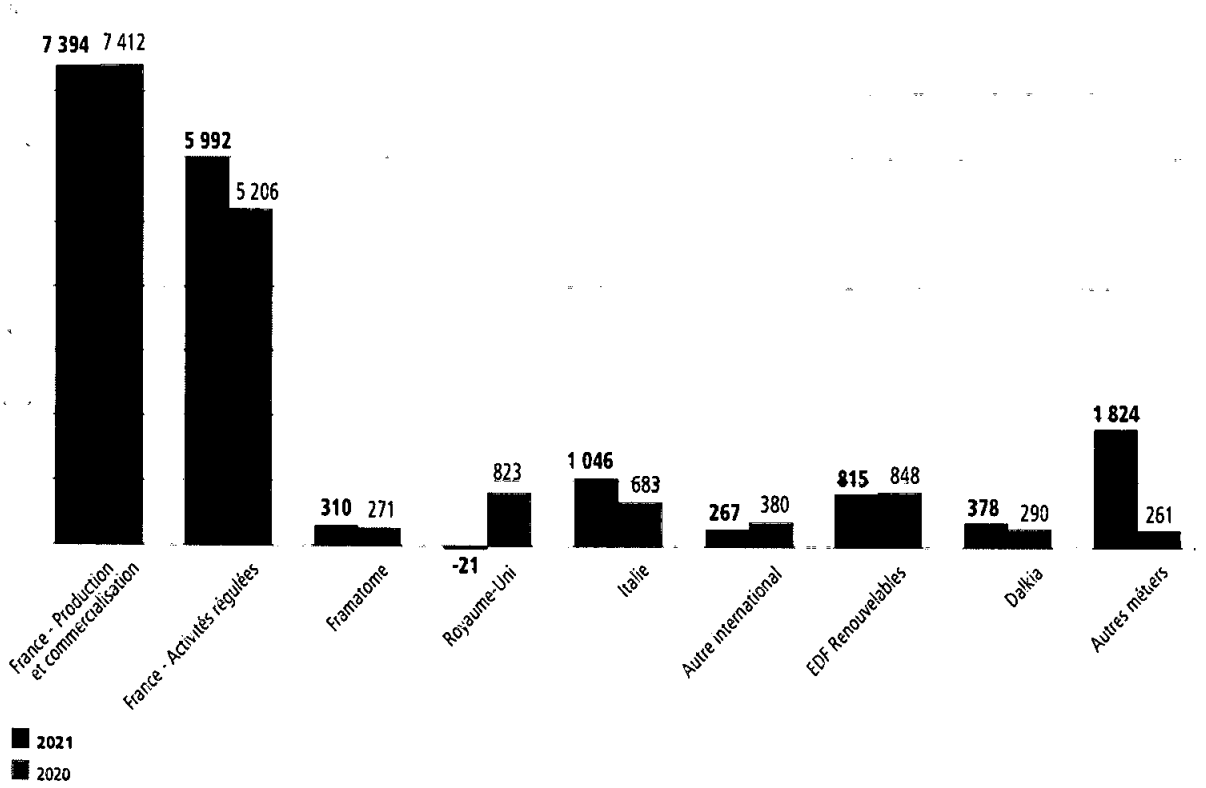
(1) Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 1,3 % par rapport à 2020.
(2) Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.
(3) Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 12 % par rapport au 31 décembre 2020, principalement en lien avec l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans son plan de relance.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 18 005 millions d'euros en 2021, en hausse organique de 11,3 % par rapport à 2020.

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2021 par rapport à 2020 est la suivante (voir note 4.1) :

Excédent brut d'exploitation

en M€



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en hausse organique de 11,3 % soit 1 825 millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France – Activités régulées (+ 15,1 % soit + 786 millions d'euros), Autres métiers (+ 1 563 millions d'euros), Italie (+ 53,0 % soit + 362 millions d'euros) et Royaume-Uni (- 108,0 % soit (889) millions d'euros).

La progression de l'excédent brut d'exploitation comprend la baisse des impôts de production en France pour un montant de 476 millions d'euros en lien avec les mesures décidées par le gouvernement dans son plan de relance, dont 322 millions d'euros sur le secteur France – Activités de production et commercialisation et 130 millions d'euros sur le secteur France – Activités régulées.

Pour rappel, l'excédent brut d'exploitation de l'année 2020 avait été affecté par la crise sanitaire pour un montant de l'ordre de (1 479) millions d'euros. Cet effet concernait principalement les secteurs suivants : France – Production et Commercialisation pour (872) millions d'euros ; France – Activités régulées pour (237) millions d'euros et Royaume-Uni pour (182) millions d'euros.

La stabilité de l'excédent brut d'exploitation de (21) millions d'euros du secteur France – Activités de production et commercialisation s'explique par différents facteurs, en particulier les deux effets contraires suivants : une production nucléaire en hausse de 25,3 TWh après une année 2020 fortement marquée par la crise sanitaire (effet évalué à 33 TWh en 2020 en lien avec la modulation et l'adaptation du programme d'arrêt), une production hydroélectrique en diminution de 2,6 TWh ; malgré les effets favorables de l'augmentation de la production, des effets prix énergie très défavorables en lien avec les achats-ventes marchés, des achats ayant dû être réalisés à prix très élevés notamment au quatrième trimestre dans le contexte d'arrêts de certaines centrales. L'excédent brut d'exploitation est par ailleurs soutenu par la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance du gouvernement.

L'excédent brut d'exploitation du secteur France – Activités régulées est en croissance de 786 millions d'euros, principalement en lien avec la hausse des volumes distribués de 15,8 TWh du fait d'un effet climat favorable, l'évolution des indexations tarifaires, et *a contrario* une hausse des achats d'énergie pour compenser les pertes en ligne avec la forte augmentation des prix de marché en fin d'année ; l'excédent brut d'exploitation est également soutenu par un niveau élevé des raccordements consommateurs et producteurs après une année 2020 affectée par les mesures liées à la crise sanitaire et la baisse des impôts de production.

La diminution de l'excédent brut d'exploitation d'EDF Renouvelables de (31) millions d'euros s'explique principalement par les conséquences négatives de la vague de froid exceptionnel au Texas et *a contrario* par l'évolution favorable de la production et des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) notamment aux États-Unis et au Portugal.

La hausse de l'excédent brut d'exploitation de 362 millions d'euros sur le secteur Italie est notamment en lien avec la reprise d'activité auprès des clients industriels sur le segment gaz et résidentiels et PME sur le segment électricité après une année 2020 affectée par la crise sanitaire, ainsi qu'un climat plus froid, dans un contexte de bonne performance de la production thermique et renouvelables et des activités d'optimisation. L'excédent brut d'exploitation est également soutenu par la plus-value de cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG).

Au Royaume-Uni, la forte diminution de l'excédent brut d'exploitation de (889) millions d'euros s'explique par différents facteurs : d'une part une moindre production nucléaire de 4 TWh et une forte diminution des prix réalisés du nucléaire liée aux achats effectués à des prix élevés pour livrer les clients dans ce contexte de production en recul, et par ailleurs, de reprise de la commercialisation aux clients professionnels, pénalisée par la crise sanitaire en 2020 ; d'autre part l'impossibilité de répercuter en 2021 aux clients bénéficiant d'un tarif variable plafonné (SVT) la hausse des prix de l'énergie au vu du fonctionnement du plafond, avec également une reprise du portefeuille clients de certains fournisseurs dans le contexte du mécanisme de fournisseur de recours mis en place par le régulateur.

La forte progression de l'excédent brut d'exploitation de Dalkia de 92 millions est notamment en lien avec la reprise des activités de services et de travaux après une année 2020 marquée par la crise sanitaire

Concernant les Autres métiers, l'amélioration de l'excédent brut d'exploitation de 1 563 millions d'euros s'explique par les activités gazières pour 881 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du gaz (incluant une variation des dotations/reprises sur provisions pour contrats onéreux entre les deux années) et par EDF Trading pour 567 millions d'euros, compte tenu de la forte volatilité des marchés observée en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas), et dans une moindre mesure par des cessions d'actifs immobiliers en France.

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, d'autre également les revenus issus d'autres prestations de services et d'activités 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 issus 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 du 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 énergie à une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en énergie est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction entre principal et agent, 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 lorsque celle-ci porte le risque d'exécution de la prestation ou a la liberté 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 ou d'ouverture du raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les trois 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 construits spécifiquement pour un client) ;
- la prestation crée ou valorise un actif contrôlé par le client au fur et à mesure de la création ou de la valorisation de cet actif.

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 enregistrées 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 sa propre 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 CO_2, de certificats climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de capacités de production électrique.

EDF Trading intervient également sur les marchés non régulés d'Amérique du Nord dans le cadre de son activité de commercialisation.

En ce qui concerne le gaz, les activités d'optimisation (comptabilisées en fait au fur et à mesure) et de *trading* comptabilisées à la juste valeur sont menées au travers de sa participation dans EIRA Global Markets, co-détenue par LEAA.

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 capacité visant à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er 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 petits facteurs 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 mécanisme est contenu par les deux aspects suivants affectant l'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Fonctionnement en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 24 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans sa délibération en 2021-337 du 16 décembre 2021, 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 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, recours de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1er mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Les enchères organisées par EPEX Spot pour les années de livraison 2023 et 2024 commencent à partir de mars 2022.

Une nouvelle phase de concertation est prévue en 2022 et celle-ci portera sur les évolutions structurelles du mécanisme à partir de l'année de livraison 2026 et nécessitera un avis favorable de la Commission européenne.

Les sessions de marché de 2020 ont été marquées par une forte hausse des prix de la capacité pour les années 2021 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la prise en compte par les acteurs du risque de manque de disponibilité du parc pour les périodes de pointe dans le contexte lié à la crise Covid-19. En 2021, les prix sont restés élevés, soutenus par les prix de l'électricité et un système électrique tendu pour l'hiver 2021-2022.

Pour les années de livraison 2017 à 2021, les prix moyens de marché calculés sur les deux ans de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

	10,0		17,4	13,5	

L'année de livraison 2022 a été couverte aux sessions de mars et de 2020. Depuis, deux sessions annuelles ont été tenues en 2021. Elles ont révélé par ordre chronologique les prix suivants :

- en 2020 : 16,6 €/kW en avril ; 19,9 €/kW en juin ; 18,1 €/kW en septembre et 18,0 €/kW en décembre ;
- en 2021 : 28,3 €/kW en mars ; 28,2 €/kW en avril ; 28,8 €/kW en juin ; 24,9 €/kW en septembre ; 41,5 €/kW en octobre et 23,9 €/kW en décembre.

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 enregistrée en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité. Par ailleurs, l'ARENH, bien qu'inchangé dans son niveau depuis sa mise en place, est désormais intégré dès le début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de versement des garanties de capacité associées à l'ARENH devant être définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. valeur de certification par RTE), soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties du 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 organisées ou directement sur les bilans de la période de pointe ;
  - › pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive financière à payer au gestionnaire est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance lorsqu'il engage le 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 réseau « National Grid » deux ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. L'année de livraison couvre la période du 1er octobre au 30 septembre. Les exploitants de nouveaux actifs ont été retenus aux enchères soit directement l'année de livraison, par tranches annuelles, par les fournisseurs d'électricité.

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 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 livraison. 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.

En novembre 2018, la conformité du mécanisme de capacité aux dispositions relatives aux aides d'État a été annulée par un arrêt du Tribunal de la Cour de justice de l'UE, entraînant une période de suspension du mécanisme pendant laquelle aucun paiement de capacité n'a pu être effectué.

En octobre 2019, à l'issue d'une enquête approfondie en matière d'aides d'État, la Commission européenne a déclaré un nouveau dispositif de capacité, permettant la reprise des paiements.

En janvier 2020, les paiements de capacité différés du titre de la période de suspension ont été effectués aux fournisseurs de capacité, y compris ceux au titre de la capacité nucléaire historique et gaz d'EDF Energy. Le mécanisme de capacité garantit que la fréquence et la durée d'interruption de fourniture d'énergie sont maintenues à des niveaux acceptables. Il prévoit que les centrales électriques fonctionnant au charbon d'ici cette date, ou revue du mécanisme par le gouvernement sur une période de 3 ans et à partir de juillet 2019 prévoit que ce dernier s'engage à maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement du système tout en y adaptant progressivement des outils et processus. Le gouvernement britannique a confirmé dans son Livre blanc sur l'énergie (*Energy White Paper*) publié en décembre 2020 que la prochaine revue aura lieu en 2024 et qu'il s'engageait à revoir le mécanisme après cette date afin d'assurer qu'il fonctionne avec d'autres marchés pour favoriser les investissements dans des sources de production à faible émission de carbone.

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 une ou deux années pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

L'opérateur indépendant a été désigné pour la période d'application pour la capacité sur le marché *Regulated Market for Electricity Product* 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, l'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 50 GW ont été retenus à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 3,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75 k€/MW pour les nouvelles installations et 33 k€/MW pour les capacités existantes. Il n'y a pas eu d'autres enchères en 2021.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera maintenue le cas échéant aux renouvellements à TERNA au cas d'une sportabilité de l'installation.

5.1.1 Évolutions réglementaires en France

Les principales évolutions réglementaires relatives à l'exercice 2021 sont présentées ci-dessous, les évolutions 2022 sont présentées en note 23.

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE - Tarifs bleus)

Conformément à l'art.de 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 est en 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.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte, en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRVE des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et à l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1er février 2021.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE a proposé que cette évolution s'applique à compter du 1er août 2021.

Cette évolution proposée est la conséquence de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1er août 2021 (soit + 0,33 % sur les TRVE TTC), de la hausse de la contrepartie forfaitaire reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit + 0,07 % sur les TRVE TTC), et de la remise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans contre un an tel qu'il avait annoncé (soit + 0,21 % sur les TRVE TTC).

La contribution des périodes est aussi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er août 2020, présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation du tarif bleu résidentiel (TTC et HT)	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la mise en œuvre du tarif	Date de mise en ligne
02/07/2020	1,04 % TTC (1,42 % HT)	1,56 % TTC (1,81 % HT)	29/07/2020	31/08/2020
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	31/08/2021
18/01/2022	18/01/2022	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	31/02/2022

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux 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 5 bis Distribution et TURPE 5 Transport

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période du 1er août 2017 au 31 juillet 2021.

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1er août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT », cette décision intègre entre autres facteurs la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018. La méthodologie d'élaboration, la trajectoire de charges d'exploitation, les principes de régulation incitative, le cadre de régulation applicable à Linky n'étaient pas concernés par cette délibération.

Dans sa délibération du 26 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1er août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

S'agissant des charges de transport, le 14 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de + 1,05 % au 1er août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 % compensée par une augmentation de 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP [1]).

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser certains écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquels sont fondés les tarifs.

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 7 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 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 7 janvier 2021, décision portant sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actifs à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1er août 2021 et à + 1,99 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,27 % par an.

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 1er août 2021 et à + 1,57 % par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,27 % par an.

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 tarifs réglementés électricité donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er 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. Le 23 décembre 2016, la société ENGIE avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par ENGIE concernant la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil constitutionnel dans sa décision n° 2019-776 du 19 avril 2019. La procédure devant le Tribunal de commerce de Paris est toujours en cours.

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 par les distributeurs 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, Électricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération du 28 juillet 2021, 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 195,3 millions d'euros au titre de 2021.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 7 octobre 2021 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs du réseau de distribution au FPE au titre de 2021. La contribution forfaitaire de Strasbourg Électricité Réseaux est ainsi élevée à 1,7 millions d'euros et celle d'Enedis à 26,4 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

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 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 fourniture de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté à 100 TWh par an (voir note 23).

Par sa délibération n° 2021-339 du 8 novembre 2021, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demandes exprimées supérieures au volume global maximal fixé pour l'année 2022 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle a proposé que les filiales contrôlées par EDF soient 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 puissent conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020 permettant ainsi au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh par arrêté ministériel. Elle permet en outre de revoir le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire (voir note 23).

Concernant le guichet de novembre 2021, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour l'année 2022 s'est élevée à 168,38 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,38 TWh, ce qui fixe le niveau de demande final par la CRE à 168,38 TWh, et proratisé à l'échelon unitaire les demandes de chaque fournisseur. 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 (26,4 TWh).

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés en 2020 par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 17.2.4.

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020. La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avaient confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'ouverture des droits supportés par l'exploitant nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. En 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	77 432	62 918
dont ventes d'énergie (1)	*56 866*	*43 767*
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement (2))	*20 566*	*19 151*
Autres ventes de biens et de services	5 511	5 201
Trading	1 518	912
CHIFFRE D'AFFAIRES	**84 461**	**69 031**

(1) En 2021, les ventes d'énergie incluent 1 623 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 112 millions d'euros en 2020. 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 2021, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz) et l'Italie (électricité). En 2020, il s'agissait de la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et le Royaume Uni (électricité).

(2) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Électricité 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 l'exercice 2021 est en hausse de 21,6 % soit + 14,9 milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne quasiment tous les segments, en lien avec l'augmentation du prix des énergies et la reprise de l'activité après une année 2020 marquée par la crise sanitaire, et en particulier les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+ 16,3 % soit + 4,4 milliards d'euros), France – Activités régulées (+ 8,1 % soit + 1,3 milliard d'euros), Italie (+ 88,3 % soit + 5,2 milliards d'euros), Autres métiers (+ 90,6 % soit + 1,7 milliard d'euros), Dalkia (+ 21,3 % soit + 0,8 milliard d'euros) et le Royaume-Uni (+ 8,3 % soit + 0,8 milliard d'euros).

Pour rappel, le chiffre d'affaires de l'année 2020 avait été affecté par la crise sanitaire pour un montant estimé à (2 306) millions d'euros. Les principaux secteurs opérationnels concernés étaient la France – Activités de production et de commercialisation pour (1 083) millions d'euros, la France – Activités Régulées pour (278) millions d'euros, le Royaume-Uni pour (451) millions d'euros, l'Italie pour (90) millions d'euros et Dalkia pour (193) millions d'euros.

Le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production est en hausse organique de + 4,4 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix de marché de l'énergie favorables sur les reventes d'obligations d'achat. Le chiffre d'affaires est également marqué par les deux effets contraires suivants : une production nucléaire en hausse de 25,3 TWh après une année 2020 fortement marquée par la crise sanitaire (effet évalué à 33 TWh en 2020 en lien avec la modulation et l'adaptation du programme d'arrêt), une production hydroélectrique en diminution de 2,6 TWh, malgré les effets favorables de l'augmentation de la production, des effets prix énergie très défavorables en lien avec les achats-ventes marchés, des achats ayant dû être réalisés à prix très élevés notamment au quatrième trimestre dans le contexte d'arrêts de certaines centrales.

Le chiffre d'affaires du segment est également soutenu par la bonne activité de filiales de services.

La hausse du chiffre d'affaires sur la France – Activités régulées (+ 1,3 milliard d'euros) est principalement liée aux évolutions du TURPE distribution, dans un contexte d'augmentation des quantités acheminées (climat plus froid en 2021 qu'en 2020), ainsi qu'à la hausse des prestations de raccordements (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire, tout particulièrement au premier semestre 2020).

La hausse du chiffre d'affaires de l'Italie pour + 5,2 milliards d'euros s'explique principalement par des effets prix favorables sur le gaz constatés sur l'ensemble des marchés, et dans une moindre mesure par un effet volume. La hausse des prix de l'électricité participe également à la progression du chiffre d'affaires sur l'exercice 2021.

La croissance organique du chiffre d'affaires des Autres métiers de + 1,7 milliard provient essentiellement du chiffre d'affaires des activités gazières (+ 1,0 milliard d'euros) du fait de la hausse des prix de marché de gros du gaz, et du chiffre d'affaires d'EDF Trading (+ 0,6 milliard d'euros), du fait de la performance des activités de *trading* réalisées dans un contexte de forte volatilité des marchés de commodités en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas de début d'année).

Le chiffre d'affaires de Dalkia est en hausse organique de + 0,8 milliard d'euros, ce qui s'explique notamment par la progression du volume d'activités (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire en 2020, tout particulièrement au premier semestre d'année 2020) conjuguée à une forte hausse du prix du gaz et à un effet volume favorable en 2021 (effet climat).

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)	2021	2020
Achats consommés de combustible – production d'énergie*	(14 973)	(10 162)
Achats d'énergie*	(21 417)	(14 645)
Charges de transport et d'acheminement	(8 088)	(7 916)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(10)	(22)
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	189	320
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(44 299)**	**(32 425)**

** En 2021, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 864 et 4 167 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 514 et 1 674 millions d'euros en 2020. En 2021, 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). En 2020, il s'agissait des mêmes secteurs.*

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire et matières fissiles principalement, gaz dans une moindre mesure, 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 droits 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 augmentent de 11,4 milliards d'euros par rapport à 2020, principalement sur les secteurs Italie pour 4,9 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz), France – Production Commercialisation pour 2,5 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité) et Royaume-Uni (1,8 milliard d'euros). Cette augmentation du montant des achats s'explique principalement par l'effet de la hausse des prix de marché des commodités.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Rémunérations	(9 351)	(9 024)
Charges de sécurité sociale	(2 059)	(2 020)
Intéressement et participation	(319)	(271)
Autres contributions liées au personnel	**(350)**	**(347)**
Autres charges liées aux avantages à court terme	(219)	(219)
Avantages à court terme	**(12 298)**	**(11 881)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 029)	(952)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 003)	(944)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(2 032)**	**(1 896)**
Autres avantages à long terme	(132)	(155)
Indemnités de fin de contrat	(32)	(25)
Autres charges de personnel	(164)	(180)
CHARGES DE PERSONNEL	**(14 494)**	**(13 957)**

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 3,5 % par rapport à 2020, principalement sur les secteurs Framatome, Royaume-Uni, Dalkia et EDF Renouvelables.

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2021	2020
Statut IEG	94 775	95 530
Autres	68 648	65 673
EFFECTIFS MOYENS	**163 423**	**161 203**

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans la section 3.3.3.9 « Détails des effectifs du Groupe » du Document d'enregistrement universel 2021.

5.4 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	2021	2020
Subventions d'exploitation	*5.4.1*	5 685	8 305
Résultat de déconsolidation	*5.4.2*	302	221
Résultat de cession d'immobilisations	*5.4.2*	(29)	(229)
Dépréciations/reprises nettes des actifs courants*		124	(203)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(381)	(348)
Autres produits et charges	*5.4.3*	(1 439)	(1 963)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**4 262**	**5 783**

* *Voir les dépréciations des créances clients liées à la crise sanitaire en note 1.4.3.*

5.4.1 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 2021 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 472 millions d'euros en 2021 (8 081 millions d'euros en 2020). La diminution du produit de la CSPE s'explique principalement par le niveau élevé des prix de marché observés en 2021 comparativement aux prix observés en 2020.

La dette d'exploitation au 31 décembre 2021 est comptabilisée en « Autres créditeurs » (voir note 13.5).

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, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances des charges de Service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser. Initialement compensées via deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » au Budget Général, les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2021 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2021 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 8,1 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 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 la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, dénommée « Contribution au Service public de l'électricité » (CSPE) sont reversées directement au Budget Général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité est collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2021.

5.4.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2021 :

- des 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 245 millions d'euros (210 millions d'euros en 2020) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et la plus-value de cession d'IDG (réseau de distribution de gaz, voir note 3.1) pour 260 millions d'euros.

5.4.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les coûts relatifs aux Certificats d'Economies d'Energie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, des compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France et les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables. L'évolution favorable des autres produits et charges sur l'année 2021 s'explique principalement par l'évolution de ce complément de rémunération liée à la hausse des prix de marché et dans une moindre mesure par la diminution des coûts liés aux CEE.

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. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France.

Ils comprennent également depuis le premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

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 au maximum 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.

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 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complétement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2021 :

- des charges à hauteur de 126 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 57 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 54 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 15 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 57 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 automoteurs dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période pluriannuelle successive.

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 certifiés par l'État et les achats de certificats à des tiers obligés.

Les dépenses réalisées dans le cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues dans la rubrique « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Ces dernières pourront être utilisées pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour atteindre les objectifs liés aux ventes d'énergie réalisées.

Mécanisme réglementaire en France

4e période CEE (2018 à 2021) :

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat). Elle est principalement caractérisée par un fort relèvement du niveau d'obligations d'économies d'énergie (1 600 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 933 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité) et par l'introduction d'un chapitre relatif à la lutte contre la fraude (renforcement du contrôle et de l'efficacité des contrôles et des sanctions).

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité financière de 15 € / MWh manquant.

Pour respecter ses obligations, EDF a tout mis en œuvre pour accroître ses prises de certificats à l'économie d'énergie, tant notamment par les opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2018 (dont l'essentiel, dues au remplacement d'une chaudière au fioul par une pompe à chaleur, atteignent à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offerte sur le contrat d'entretien de la pompe à chaleur…).

Malgré le fort relèvement en 4e période du niveau d'obligations d'économies d'énergie, le groupe EDF a rempli ses obligations CEE au titre de la 4e période (2018-2021) et a disposé d'un stock au début de la 5e période (2022-2025).

5e période CEE (2022 à 2025) :

Le décret n° 2021-712 relatif à la 5e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroît l'efficience du dispositif (harmonisation des bonifications, calculs plus proches des économies réelles…), renforce le financement auprès des ménages en grande précarité, baisse de l'obligation précarité, permettant notamment aux ménages grands précaires, baisse de la pénalité précarité à 20 €/MWh et favorise les rénovations performantes :

- le niveau d'obligation national augmente de 1 200 à 2 500 TWhc pour la période (obligation Précarité + 37 % à 733 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE TWhc à produire par MWh d'énergie vendu baisse de 12,5 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh annuellement à 300 GWh en 2022, 200 GWh en 2023 et enfin 100 GWh en 2024 et pour les années ultérieures.

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)	2021	2020
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE *TRADING*	**(215)**	**(175)**

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (1 123) millions d'euros au 31 décembre 2021. Ils comprennent principalement :

- le produit de 505 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre AREVA et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2), pour un montant de 563 millions d'euros, après déduction, principalement, des montants encaissés pour compte de tiers, et d'actifs antérieurement comptabilisés au bilan ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (573) millions d'euros au 31 décembre 2021 (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- les résultats de cession de Dalkia Wastenergy et de la participation dans CENG pour un montant total de (286) millions d'euros (voir note 3.1) ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de (164) millions d'euros, incluant la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacités (voir notes 2 et 10.8) ;
- des provisions en lien avec les procédures civile, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5) ;
- une provision en lien avec des procédures contentieuses en cours.

Les autres produits et charges d'exploitation comprennent également des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (487) millions d'euros au 31 décembre 2020. Ils comprenaient principalement les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (397) millions d'euros en 2020.

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Charges d'intérêts sur opérations de financement*	(1 494)	(1 699)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	15	90
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	32	(8)
Résultat net de change sur endettement	(12)	7
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 459)**	**(1 610)**

* *Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2021 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (75) millions d'euros ((80) millions d'euros en 2020).*

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de désactualisation 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 cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2021	2020
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme [1]	(498)	(637)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs [2]	(2 109)	(2 679)
Autres provisions et avances	(63)	(417)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(2 670)**	**(3 733)**

(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).

La baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'actualisation réel de 10 points de base en 2021 contre 20 points de base en 2020, s'agissant des provisions nucléaires en France (voir note 15.1.1).

La baisse de la charge de désactualisation sur les « Autres provisions et avances » s'explique principalement par l'évolution de la méthodologie de détermination des taux d'actualisation mise en œuvre en 2020 sur les différentes provisions (contrats onéreux notamment).

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	38	35
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	312	181
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	673	691
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 683	1 253
Autres charges financières	(217)	(102)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	120	(254)
Produits sur les actifs de couverture	319	378
Intérêts d'emprunts capitalisés	561	579
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**4 489**	**2 761**

Les « Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2021 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 605 millions d'euros (518 millions d'euros en 2020) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 68 millions d'euros (dont 41 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 173 millions en 2020 (dont 162 millions d'euros en 2020 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2021, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 683 millions d'euros. Dans un contexte de marchés haussiers, cette évolution globalement favorable sur l'année s'explique par la variation de juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 739 millions d'euros.

En 2020, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de 1 253 millions d'euros incluaient 1 218 millions d'euros au titre des actifs dedies.

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'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres, notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. En conséquence, les effets d'impôt associés sont enregistrés 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 scenarios envisagés. Les actifs et passifs d'impôts relatifs 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 bénéfice imposable de la période, déterminé 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 passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction, qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

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 impôts différés 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 et, 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.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2021	2020
Impôts courants	(2 016)	(747)
Impôts différés	616	(198)
TOTAL	**(1 400)**	**(945)**

En 2021, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 679) millions d'euros et des autres filiales pour (337) millions d'euros (respectivement (604) millions d'euros et (143) millions d'euros en 2020).

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2021	2020
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 585	1 293
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	28,41 %	32,02 %
Charge théorique d'impôt	(1 587)	(414)
Différences de taux d'imposition [1]	(349)	(225)
Différences permanentes	(160)	6
Impôts sans base [2]	727	(27)
Actifs d'impôts différés non reconnus [3]	(36)	(288)
Autres	5	3
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(1 400)**	**(945)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**25,09 %**	**73,10 %**

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 400) millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 % (contre (945) millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de 455 millions d'euros en 2021 est essentiellement liée à la hausse de 4 292 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 219 millions d'euros.

La charge d'impôt intègre également les effets favorables de la reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis et de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensés par l'effet défavorable de la hausse à compter de 2023 du taux d'imposition de 19 % à 25 % au Royaume-Uni (créant un effet négatif plus important qu'en 2020 où le taux d'imposition était passé de 17 % à 19 %).

Concernant plus particulièrement la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, dans le cadre des mesures fiscales accordées en réponse à la Covid, les sociétés italiennes bénéficient de la possibilité accordée par le décret-loi 104/2020, art. 110, de réaligner la valeur fiscale de certains de leurs actifs et goodwill sur leur valeur comptable en contrepartie du paiement d'un impôt de 3 %. Les sociétés italiennes du Groupe ont opté, au 31 décembre 2021, pour le réalignement de la valeur fiscale de certains actifs corporels et goodwill.

Enfin, la charge d'impôt de 2020 avait été fortement grevée par la décision défavorable rendue par le Conseil d'État en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA sans équivalent en 2021.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni et la cession de CENG), le taux effectif d'impôt courant en 2021 ressort à 21,3 %, contre 19,0 % en 2020.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2021 :
  - [1] l'impact défavorable pour 359 millions d'euros des différences de taux d'imposition lié à l'augmentation du taux normatif d'imposition au Royaume-Uni de 19 % à 25 % à partir de 2023,
  - [2] les impacts favorables de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie pour 422 millions d'euros et de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (pour 157 millions d'euros),
  - [3] la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (36) millions d'euros, dont (309) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur l'année sur la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 191 millions d'euros.
- pour 2020 :
  - [1] l'impact défavorable des différences de taux d'imposition pour 225 millions d'euros, principalement lié à l'augmentation du taux d'imposition au Royaume-Uni de 17 % à 19 % et à l'écart entre les taux applicables à l'impôt courant (32,02 %) et à l'impôt différé en France (28,41 % ou 25,82 %, selon l'horizon de retournement des différences temporaires),
  - [2] l'impact économique des contentieux fiscaux, pour (175) millions d'euros, partiellement compensé par l'effet positif de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 162 millions d'euros,
  - [3] la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (288) millions d'euros, dont (361) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur les contentieux fiscaux (résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause), en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2021	2020
Impôts différés actifs	1 150	557
Impôts différés passifs	(3 115)	(2 295)
Impôts différés nets au 1er janvier	***(1 965)***	***(1 738)***
Variation en résultat net	616	(198)
Variation en capitaux propres	694	(215)
Écarts de conversion	(93)	72
Mouvements de périmètre*	28	69
Autres mouvements	(14)	45
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**(734)**	**(1 965)**
Dont impôts différés actifs	1 667	1 150
Dont impôts différés passifs	(2 401)	(3 115)

* *Les mouvements de périmètre concernent essentiellement la cession de West Burton.*

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2021 est liée à hauteur de (510) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((238) millions d'euros sur l'exercice 2020) ainsi qu'à hauteur de 1 223 millions d'euros sur les variations de juste valeur des couvertures ((50) millions d'euros sur l'exercice 2020).

9.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 201)	(6 194)
Provisions pour avantages du personnel	5 766	5 222
Autres provisions et pertes de valeur	346	321
Instruments financiers	1 408	290
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	2 604	1 172
Autres	1 080	711
Impôts différés actifs et passifs	**3 343**	**1 523**
Impôts différés actifs non reconnus	(4 077)	(3 489)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(734)**	**(1 965)**

Au 31 décembre 2021, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 4 077 millions d'euros (3 489 millions d'euros au 31 décembre 2020) et se situent principalement en Italie, en France et aux États-Unis.

En Italie, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 310 millions d'euros est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondant est non reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 913 millions d'euros (2 900 millions d'euros au 31 décembre 2020) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 730 millions d'euros (428 millions d'euros en 2020) est principalement liée à des déficits dont l'expiration se situe entre 2030 et 2037 (concernant les déficits générés avant le 31 décembre 2017), ou à un horizon illimité (concernant les déficits générés après cette date).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédit d'impôts activés sont de 1 140 millions d'euros (584 millions d'euros en 2020) et se situent principalement aux États-Unis pour 286 millions d'euros (151 millions d'euros en 2020), au Royaume-Uni pour 548 millions d'euros (173 millions d'euros en 2020), en France pour 51 millions d'euros (52 millions d'euros en 2020), et en Allemagne pour 65 millions d'euros (47 millions d'euros en 2020). Ils 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*	31/12/2021	dont immobilisations en cours*	31/12/2020	dont immobilisations en cours*
Goodwill	*10.1*	10 945	n.a.	10 265	n.a.
Autres actifs incorporels	*10.2*	10 221	1 793	9 583	1 581
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	*10.3*	98 237	45 220	92 600	39 460
dont actifs au titre du droit d'utilisation	*10.4*	*4 146*	*n.a.*	*4 116*	*n.a.*
Immobilisations en concessions des autres activités	*10.5*	6 881	621	6 858	574
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		**126 284**	**47 634**	**119 306**	**41 615**

n.a. : non applicable

** 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, à la date 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.

Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entités sont évalués séparément à la date des pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué des éventuelles 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 du 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 moins une fois par an selon les modalités décrites en note 10.8.

En 2021, les goodwill portent principalement sur l'entité Framatome pour 1 428 millions d'euros ainsi que sur EDF Energy pour 8 095 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2021 et 2020 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 265**	**10 623**
Acquisitions	143	139
Cessions	(1)	-
Pertes de valeur (note 10.8)	-	(31)
Écarts de conversion	537	(439)
Autres mouvements	1	(27)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**10 945**	**10 265**
Valeur brute à la clôture	11 715	11 032
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(770)	(767)

En 2021, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C par Framatome pour 92 millions d'euros (voir note 3.1) ;
- des écarts de conversion pour 537 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2020, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Pod Point par EDF Energy pour 74 millions d'euros, entreprise spécialisée dans la charge pour véhicules électriques au Royaume-Uni ;
- la première consolidation d'Energy2market pour 37 millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (439) 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 relèvent pas cette durée 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 recherche et 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 non amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des contrats 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 regroupements 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 de l'actif incorporel » (voir note 10.3) ;
- de la technologie liée aux activités de cycle du combustible nucléaire et de fabrication de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) sont 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 droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 2.3.1 et 17.2.2).

Droits 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. Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, cela n'est toujours concerné par le dispositif.

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 droits 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 cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles, à l'instar des « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » :
  - à leur coût d'achat, si ces derniers sont acquis sur le marché,
  - pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

À chaque clôture, une provision est constatée lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité sont supérieures aux droits détenus ou acquis à terme, déduction faite des éventuelles ventes à terme (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis à l'avancement ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, n'est aucune n'est compensée.

Si le nombre de droits d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

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. Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, celle-ci est toujours concernée par le dispositif.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'une aide spécifique pour cette production d'énergie 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 « Droits 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 détenus (d'une valeur nulle) et de ceux qui seront achetés au comptant ou à terme, au prix des certificats restant à acquérir, valorisés prix de marché, et le cas échéant au prix de marché ou au 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)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre [2]	Autres mouvements	31/12/2021
Logiciels	5 970	897	(83)	76	2	(75)	6 787
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts	769	1 820	(1 732)	21	-	22	900
Autres immobilisations incorporelles	7 546	541	(52)	45	58	14	8 152
Immobilisations incorporelles en cours [1]	1 581	207	(8)	4	11	(2)	1 793
Valeurs brutes	**16 370**	**3 465**	**(1 875)**	**146**	**71**	**(41)**	**18 136**
Logiciels	(3 569)	(756)	79	(58)	5	17	(4 282)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(216)	(25)	-	-	-	-	(241)
Autres immobilisations incorporelles	(3 002)	(463)	51	(32)	15	39	(3 392)
Amortissements et pertes de valeur	**(6 787)**	**(1 244)**	**130**	**(90)**	**20**	**56**	**(7 915)**
VALEURS NETTES	**9 583**	**2 221**	**(1 745)**	**56**	**91**	**15**	**10 221**

(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 présentées en note 10.6.

(2) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Luminus (acquisition d'Essent).

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2021 :

- 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 1 341 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, 712 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Une dépréciation nette des autres actifs incorporels de 59 millions d'euros a été enregistrée en 2021 ((85) millions d'euros en 2020).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 487 millions d'euros en 2021 (518 millions d'euros en 2020).

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 directement imputables 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, les 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 a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est comptabilisée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent diminuer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdiction d'exploiter une installation 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 « visites décennales », sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

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.

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 CCG (cycles combinés gaz)) : 25 à 45 ans ;
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 60 ans ;
- autres installations (principalement) : 10 à 20 ans.

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre [1]	Autres mouvements [2]	31/12/2021
Terrains et constructions	14 091	346	(122)	66	(210)	46	14 217
Installations production nucléaire	77 329	3 765	(2 546)	784	-	204	79 536
Installations productions thermique et hydraulique	18 166	330	(119)	179	(1 188)	(3)	17 365
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	20 620	3 026	(691)	641	(934)	(25)	22 637
Actif au titre du droit d'utilisation [3]	5 733	764	-	68	(88)	(273)	6 204
Immobilisations en cours [4]	39 616	4 637	(40)	1 251	(33)	(63)	45 368
Valeurs brutes	**175 555**	**12 868**	**(3 518)**	**2 989**	**(2 453)**	**(114)**	**185 327**
Terrains et constructions	(7 843)	(608)	79	(16)	71	(13)	(8 330)
Installations production nucléaire	(50 353)	(3 907)	2 449	(465)	-	(1 379)	(53 655)
Installations productions thermique et hydraulique	(13 450)	(643)	116	(203)	994	646	(12 540)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(9 536)	(1 347)	647	(229)	51	56	(10 358)
Actif au titre du droit d'utilisation [3]	(1 617)	(723)	-	(8)	81	208	(2 059)
Immobilisations en cours [4]	(156)	(39)	1	(6)	8	44	(148)
Amortissements et pertes de valeur	**(82 955)**	**(7 267)**	**3 292**	**(927)**	**1 205**	**(438)**	**(87 090)**
VALEURS NETTES	**92 600**	**5 601**	**(226)**	**2 062**	**(1 248)**	**(552)**	**98 237**

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renouvelables (opérations DVAS) et EDF Energy (cession de West Burton B – voir note 3.1).

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour 495 millions d'euros (voir note 15.1).

(3) Les actifs au titre du droit d'utilisation sont présentés en note 10.4.

(4) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les variations observées sur les immobilisations de production incluent un impact lié aux écarts de conversion pour 2 062 millions d'euros, du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro et pour (1 031) millions d'euros liés à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 1 300 MWe au 1er janvier 2021 (voir note 1.4.1).

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 MWe, 20 réacteurs 1 300 MWe et 4 réacteurs 1 450 MWe, est de 50 ans pour les paliers 900 MWe (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MWe (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, qui prévoit – outre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim qui a été effective sur le premier semestre 2020 conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 abrogeant l'autorisation d'exploiter la centrale – la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035, ce qui correspond à une fermeture de deux réacteurs 900 MWe en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale (deux autres réacteurs pourraient également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées pour ces deux réacteurs les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'arrêt total d'un site. À la demande du gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre. Ainsi, nonobstant les durées d'amortissement indiquées ci-dessus, l'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à prendre en compte, depuis 2020, différents scénarios de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MWe, avec un effet à la hausse de 29 millions d'euros des provisions nucléaires (en particulier sur les provisions pour déconstruction, du fait du raccourcissement de quelques années des échéanciers de décaissement). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations aux amortissements sans impact significatif sur les comptes du Groupe.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1er juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1er avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust.

Le 31 mars 2021, la centrale du Havre a été mise à l'arrêt définitivement.

La modification des dates de fin d'amortissement effectué en 2019 conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 222 millions d'euros sur l'année 2021 (250 millions d'euros sur l'année 2020, la centrale du Havre ayant arrêté de fonctionner le 31 mars 2021).

Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust de développement d'un combustible à base de bois « déchets », dit de classe B, alternatif au charbon, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies : le coût du projet qui ne permettait pas de garantir un prix attractif du produit final et le retrait récent de notre partenaire industriel.

EDF avait initié le projet Écocombust en 2015. Depuis fin 2018, le projet consistait à la fois à adapter la centrale de Cordemais à ce combustible alternatif et à produire des granulés sur site en y créant une usine de production dédiée. EDF a mené avec succès des études de faisabilité technique et environnementale.

Le caractère très innovant et le manque de retour d'expérience sur ce type de produit, ainsi que l'envolée récente des prix des matières premières, ont pénalisé l'économie du projet. De plus, le partenaire avec lequel EDF avait ouvert les discussions concernant le traitement des effluents de l'usine de production de granulés a décidé de se retirer du projet. Ce retrait entraînant un retard dans la date de mise en service industrielle à 2024, la centrale de Cordemais n'aurait pas pu produire de l'électricité *via* un combustible alternatif au charbon sur la période 2022/2024.

La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. La date de fin d'amortissement est ainsi maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement a été accéléré à compter du second semestre 2021 afin de tenir compte des nouvelles modalités de fonctionnement envisagées. Les dépenses investies dans le cadre du projet Écocombust ont par ailleurs été passées en pertes au 30 juin 2021.

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, applicable à compter du 1er janvier 2019, 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 (bureaux et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens), et pour une part moindre 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 dans 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 les 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 associé à une zone 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 effective de location. La dette est quant à elle, évaluée au coût amorti : c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptablement 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 et 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.

Si le Groupe réalise une opération de sale-and-lease-back – consistant à vendre un bien à un tiers pour le reprendre en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 16, l'actif au titre du droit d'utilisation constitué au bilan est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien, et reflète uniquement la proportion du droit d'utilisation conservée par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le vendeur-preneur correspond au prix effectivement réglé au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de vente ou de prise à bail ne reflètent pas les conditions de marché.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 7.1.1, 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 modalités 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 comptabilise un actif financier au 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)	31/12/2020	Augmentations [1]	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements [2]	31/12/2021
Terrains et constructions	4 740	479	-	1	(68)	5 152
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	993	285	-	(89)	(137)	1 052
Valeurs brutes	**5 733**	**764**	**-**	**(88)**	**(205)**	**6 204**
Terrains et constructions	(1 055)	(566)	-	3	89	(1 529)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(562)	(157)	-	78	112	(529)
Amortissements et pertes de valeur	**(1 617)**	**(723)**	**-**	**81**	**201**	**(2 058)**
VALEURS NETTES	**4 116**	**41**	**-**	**(7)**	**(4)**	**4 146**

(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 de la comptabilisation des contrats de location en tant que preneur selon IFRS 16 sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2021	2020
Revenus en provenance des sous-locations	56	56
Charges au titre des loyers variables	(53)	(46)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(70)	(106)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	**(67)**	**(96)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(723)	(697)
Résultat d'exploitation	**(790)**	**(793)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(75)	(80)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	**(865)**	**(873)**

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2021	2020
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES À L'OBLIGATION LOCATIVE	**(801)**	**(795)**

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 729 millions d'euros en 2021 (719 millions d'euros en 2020).

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 concernées 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 cadre des énergies renouvelées 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...).

Sur 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, sur 29 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'ils aient été biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour un montant de 6 881 millions d'euros.

Les principales durées d'amortissement par type d'ouvrages sont :

- barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- matériels électromécaniques des usines hydroélectriques : 30 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 définie au concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunération 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 ».

Les installations des concessions sont généralement composées de :

- chaufferies ;
- réseaux ;
- extensions de réseau ;
- raccordements au réseau ; et
- centrales de cogénération.

Les actifs incorporels sont amortis de manière linéaire sur la durée des contrats de concessions qui est 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 concessions des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locaux de gaz de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations concessives des sites de production hydraulique qui sont retournées gratuitement au fonds d'objet d'une valorisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession ne 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)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2021
Terrains et constructions	1 640	17	(17)	1	-	1 641
Installations productions thermique et hydraulique	11 711	260	(96)	21	38	11 934
Autres	677	13	(16)	-	6	680
Immobilisations en cours*	590	64	(4)	-	(11)	639
Valeurs brutes	**14 618**	**354**	**(133)**	**22**	**33**	**14 894**
Terrains et constructions	(980)	(34)	16	-	1	(997)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 282)	(291)	92	-	(24)	(6 505)
Autres	(482)	(35)	19	-	6	(492)
Immobilisations en cours*	(16)	(2)	(4)	-	2	(19)
Amortissements et pertes de valeur	**(7 760)**	**(362)**	**123**	**-**	**(15)**	**(8 013)**
VALEURS NETTES	**6 858**	**(8)**	**(10)**	**22**	**19**	**6 881**

** Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.*

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2021 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)	2021	2020
Autres actifs incorporels en cours	1 793	1 581
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours	45 220	39 460
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	621	574
IMMOBILISATIONS EN COURS	**47 634**	**41 615**

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2021 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 761 millions d'euros (577 millions d'euros au 31 décembre 2020) et aux SMR (*small modular reactors*) pour 69 millions d'euros.

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 MWe au lieu de 1 450 MWe pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les Pouvoirs Publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), l'identification des sites d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Le programme a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, 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. Aucune décision d'investissement n'a été prise à ce stade, ce programme devra faire l'objet d'une régulation et d'un financement adaptés.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR, Small Modular Reactors)

Concernant les réacteurs de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™, centrale à eau pressurisée de 340 MW composée de deux modules de 170 MW, s'est poursuivi en 2021. Dans cette fourchette de puissance, le produit est conçu pour être largement commercialisable à l'export, de manière à contribuer au remplacement massif des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. Cette commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devra démarrer à l'horizon 2030.

Le développement du produit, son industrialisation et sa commercialisation se font sous le pilotage d'EDF, qui bénéficie de l'appui des ingénieries du CEA, Naval Group et TechnicAtome. Compte tenu de sa cible à l'export, ce développement fait également l'objet d'instructions d'opportunités de coopérations avec un ou plusieurs partenaires internationaux, notamment européens.

La phase de *conceptual design* actuellement en cours bénéficie d'un soutien public budgétaire de 50 millions d'euros octroyé par l'État français dans le cadre du plan « France Relance ».

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles

Au 31 décembre 2021, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 014 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (14 565 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant des intérêts intercalaires pour 3 291 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2021 est de 15 251 millions d'euros, comprenant également un montant de 231 millions d'euros [1] en immobilisations mises en service, dont 25 millions d'euros d'intérêts intercalaires (voir note 10.3).

  Ce montant immobilisé de 15 251 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 529 millions d'euros ;
  - ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 781 millions d'euros ; et
  - tient compte de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 311 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes) ;
  - soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021 de 10 445 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires) de 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros$_{2015}$.

  En effet, le 12 janvier 2022, le Groupe a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros$_{2015}$ (hors intérêts intercalaires).

  Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indiquait que selon ses calculs, aux coûts de construction, communiqués par EDF lors de son communiqué de presse du 9 octobre 2019, de 12,4 milliards d'euros$_{2015}$ s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros$_{2015}$, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 31 décembre 2021, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,5 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,3 milliard d'euros.

(1) Soit 336 millions d'euros en valeur brute diminuée de 105 millions d'euros d'amortissements.

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du circuit secondaire principal (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 octobre 2019) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 573 millions d'euros en 2021 contre 397 millions en 2020 (voir note 7). Les coûts complémentaires induits par le réajustement communiqué le 12 janvier 2022 seront comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation.

- Les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 18 542 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 835 millions d'euros (13 586 millions d'euros au 31 décembre 2020 incluant des intérêts intercalaires pour 518 millions d'euros). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2021 de 3 635 millions d'euros (2 868 millions d'euros en 2020).
- Les études relatives à Sizewell C pour 533 millions d'euros (324 millions d'euros en 2020).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 11 131 millions d'euros est principalement relatif au parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 70 %, 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 relatif à EDF Renouvelables pour environ 15 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 5 760 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2021 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période (voir note 10.3).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage, qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du programme pour la période 2014-2025, en date du 29 octobre 2020, était de 49,4 milliards d'euros courants.

Cette estimation prenait en compte les premiers enseignements sur les travaux complémentaires à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW qui s'est achevé avec la décision rendue par l'ASN le 23 février 2021, intégrant des études, modifications et équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intégrait également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 sur la période 2020-2022. L'estimation du coût du programme fait l'objet de mises à jour régulières et s'établit à date à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffrage tient compte de nouveaux travaux, études et contrôles à réaliser ainsi que de la réévaluation de certains coûts. Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025. Les dépenses d'investissement resteront donc élevées au-delà de cette date.

Les principaux événements et jalons industriels du Programme en 2021 ont été les suivants :

- le 23 février 2021, l'ASN a rendu son avis sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, considérant 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. Après Tricastin 1 fin 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi en 2021 le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur l'année 2021. Trois visites décennales 4 (Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021 ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux s'est poursuivi avec 150 pôles de transformateurs principaux sur 174 remplacés soit 86 % du programme ;
- 27 tranches du palier 900 MW sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur ;
- l'ensemble des 56 Diesels d'Ultime Secours ont été mis en exploitation, le dernier (Paluel 1) ayant été mis en service en février 2021.

EPR de Flamanville 3

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement (voir note 1.4.3) et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

Suite à la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversées situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. À ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires est concernée par des réparations.

En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversées.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible.

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1er semestre et l'intégralité du 1er cœur est désormais entreposé dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un 3e lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du circuit secondaire principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, 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 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'IRSN.

Également, suite aux constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur le Groupe a réalisé des contrôles sur ces matériels et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants sont en cours de fabrication et seront installés sur le site au premier semestre 2022. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes d'ici la fin du premier semestre 2022.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, le 12 janvier 2022, EDF a été amené à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros$_{2015}$ et hors intérêts intercalaires.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n° 1 de Taishan, suite à l'aléa 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 plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire.

Hinkley Point C

Suite à 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 »). EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

Le chantier de construction s'est poursuivi en 2021, avec différents jalons dont notamment les suivants, sachant pour rappel, que les travaux de l'unité 2 sont effectués 11 mois environ après ceux de l'unité 1 :

- sur l'unité 1, les dalles du bâtiment réacteur sont achevées. Dans l'îlot conventionnel, la dalle de béton de 2 500 m³ qui supportera la turbine a été réalisée ;
- l'avancement du tunnel émissaire de 1,8 km est terminé et les travaux ont démarré sur le second tunnel de prise d'eau. La fabrication des 6 têtes de prise et rejet d'eau en mer est achevée ;
- les travaux électromécaniques ont démarré dans une première salle suite à l'achèvement des travaux de génie civil. Sur la tranche 2, le premier rondeau du *liner* de confinement a été posé dans le bâtiment réacteur en novembre 2021, 11 mois après la pose de celui de la tranche 1 ;
- s'agissant de la fabrication des équipements essentiels, les poutres du port polaire sont achevées et la première turbine basse pression a été fabriquée.

L'avancement du projet a été impacté en 2021 par la crise sanitaire au-delà du premier trimestre, une performance du génie civil plus faible que prévu, et des tensions sur les marchés mondiaux des matériaux de construction. De plus, la phase *offshore* des travaux maritimes a été ralentie en raison de retards dans l'obtention des permis ; une action judiciaire est en cours. Dans ce contexte, les risques relatifs au calendrier et aux coûts à terminaison ont encore augmenté en 2021. Des plans d'actions sont en cours afin d'atténuer le risque de retard et des actions sont entreprises pour améliorer la performance du génie civil. Le respect du calendrier et des coûts à terminaison dépend des plans d'actions en cours.

La revue détaillée du calendrier et des coûts effectuée en 2020, notamment afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour, a conduit à indiquer le 27 janvier 2021 que :

- le début de production d'électricité par l'Unité 1 est prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling$_{2015}$ (1) ;
- le risque de report de la livraison (COD) des Unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité est élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling$_{2015}$.

Un examen complet des coûts et du calendrier de référence sera effectué en 2022.

Sizewell C

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR à Sizewell dans le Suffolk, pour une capacité totale de 3,2 GW, qui fourniraient de l'électricité à 6 millions de foyers britanniques pendant environ 60 ans. Le projet repose sur un objectif de réplication d'HPC la plus étendue possible.

Le développement du projet est mené par EDF qui détient 80 % du projet à fin 2021, CGN détenant les 20 % restants. À la date de la décision finale d'investissement au plus tard, EDF prévoit de devenir un actionnaire minoritaire, avec une participation maximale de 20 % avec les droits limités correspondants et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe à partir de cette date. Par conséquent, le projet vise à réunir les conditions permettant à des tiers et prêteurs d'investir dans le projet, en particulier la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté, nécessaire pour obtenir une notation de crédit de qualité afin d'attirer les financements du secteur privé à un coût compétitif pour les consommateurs et afin de mobiliser les capitaux nécessaires.

Après la décision finale d'investissement, EDF prévoit de fournir la conception, les équipements et composants nucléaires essentiels (notamment les générateurs de vapeur, l'instrumentation et le contrôle, le combustible) ainsi que les services correspondants.

En juin 2020, les autorités britanniques (*Planning Inspectorate*) ont accepté la demande d'autorisation d'aménagement (DCO – *Development Consent Order*) pour la construction de Sizewell C. Son examen s'est déroulé entre avril et octobre 2021. Dans le cadre du processus de planification, la signature d'un *Deed of obligation* (programme de mesures d'atténuation) et d'un *Environment Trust* (soutien supplémentaire à la protection de l'environnement) ont été actés. L'autorité chargée de l'examen étudie actuellement la version finale du projet de DCO ainsi que l'ensemble des autres documents (évaluations techniques, mesures d'atténuation, etc.) afin de formuler une recommandation auprès du Secrétaire d'État britannique. Une décision du Secrétaire d'État concernant la demande de DCO est attendue d'ici fin mai 2022. Elle sera ensuite suivie d'une période de six semaines pouvant donner lieu à un recours judiciaire. Les demandes de permis environnemental et de licence de site nucléaire ont été soumises en mai et juin 2020. Elles sont actuellement en cours d'examen. Les conditions d'obtention d'une licence de site nucléaire devraient être remplies courant 2022.

Le 26 octobre 2021, le gouvernement britannique a présenté la loi *Nuclear Energy (Financing) Bill* définissant le cadre de financement des futurs projets nucléaires basé sur le modèle de Base d'Actifs Régulée (BAR). La dernière lecture a été adoptée par la Chambre des Communes le 10 janvier 2022, date à laquelle le projet de loi a été transmis à la Chambre des Lords pour examen. Ce modèle de régulation vise à permettre aux investisseurs de partager les risques liés à la construction et à l'exploitation du projet avec les consommateurs. De plus, un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (*Government Support Package – GSP*) serait défini pour protéger les investisseurs et les prêteurs contre certains risques. Le projet Sizewell C

(1) Rappel des coûts précédemment annoncés dans le communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling$_{2015}$. Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling$_{2015}$, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 £ = 1,23 €. Coûts déterminés en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume-Uni (*OPI for all new work index*).

vise à être éligible à l'octroi d'une licence BAR. Les conditions du modèle BAR et du GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de discussion.

Le 27 octobre 2021, dans le cadre de l'examen des dépenses 2021, le gouvernement britannique a annoncé que le budget et l'examen des dépenses 2022-2025 prévoyait un financement direct jusqu'à 1,7 milliard de livres sterling de la part du gouvernement britannique permettant à un projet nucléaire de grande échelle d'aboutir à une décision finale d'investissement et qu'il était en négociations actives avec EDF concernant le projet Sizewell C. Le 27 janvier 2022, le gouvernement britannique a annoncé un financement public de 100 millions de livres sterling en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site de Sizewell C ou sur le rachat d'actions EDF dans la société Sizewell C.

La capacité d'EDF à participer aux côtés d'autres investisseurs à une décision finale d'investissement et à contribuer au financement de la phase de construction dépend ainsi de la réalisation de conditions qui ne sont pas assurées à ce jour.

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)	2021	2020
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 645)	(1 446)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(16 102)	(15 086)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	141	525
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(17 606)**	**(16 007)**

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2021 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 327 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés dans le cadre du programme Grand Carénage, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 4 784 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ;
- le secteur Royaume-Uni pour 4 325 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 849 millions d'euros avec une augmentation significative des capacités mises en construction, en éolien et en solaire, en France, en Amérique du Nord, et dans les pays émergents.

10.8 Pertes de valeur/reprises

Principes et méthodes comptables

A 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 utile d'exploitation de l'actif,
  - › pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon explicite du modèle utilisé, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
  - › n'intégrant pas de paramètres de croissance autres que ceux retenus 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 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 pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels, dans le cadre d'un processus de consolidation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes typologies d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, 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 chacun de ces objets d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora sachant que chacun de ces analyses s'appuie lui-même sur celle de sociétés 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, le cas échéant dès l'horizon du PMT, des lors que les pays ont mis 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 durée et des parts de marché du Groupe (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 consécutives, 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*	2021	2020
Pertes de valeur sur goodwill	*10.1*	-	(31)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	*10.2*	59	(85)
Pertes de valeur sur actifs corporels	*10.3-10.5*	(712)	(683)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(653)**	**(799)**

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2020 s'élevaient à (799) millions d'euros et concernaient :

- des actifs nucléaires pour (621) millions d'euros ainsi que des actifs de stockage gaz pour (13) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables pour (36) millions d'euros ;
- des actifs hydrauliques pour (39) millions d'euros et des actifs de services énergétiques pour (27) millions d'euros, détenus par Edison en Italie ;
- la dépréciation du goodwill DES Groom, filiale aux États-Unis pour (26) millions d'euros ; et
- d'autres actifs pour un montant cumulé de (37) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2021 s'élèvent à (653) millions d'euros, et sont détaillées ci-après.

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 en 2021, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Aucune nouvelle perte de valeur n'est constatée sur le montant des goodwill et des immobilisations incorporelles du Groupe à fin décembre 2021.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable *(en millions d'euros)*	CMPC aprés impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2021
Royaume-Uni*	Goodwill EDF Energy	8 095	5,7 %	-	-
Italie	Marque Edison	945	6 %	1,5 %	-
Framatome	Goodwill Framatome	1 428	5,9 %	0,5 %	-
	Marque Framatome	151	5,9 %	0,5 %	-
Dalkia	Goodwill Dalkia	592	4,2 %	1,5 %	-
	Marque Dalkia	130	4,2 %	1,5 %	-
Autres pertes de valeur					-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					-

** 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.*

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Indices de perte de valeur	CMPC aprés impôt	Pertes de valeur 2021
Royaume-Uni	Actifs nucléaires*	Fermeture anticipée de la centrale Dungeness	5,7 %	(445)
	Terrains	Moindres perspectives de valorisation des terrains	5,7 %	(260)
Italie	Actifs hydrauliques	Évolution favorable confirmée des prix de marché et du CMPC	6 %	60
	Actifs éoliens	Évolution favorable confirmée des prix de marché et du CMPC, appuyée par une transaction significative	5 %	90
EDF Renouvelables	Différentes UGT (principalement en France)	Perspectives tarifaires ou opérationnelles défavorables	3,6 %	(54)
Autres pertes de valeur				(44)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(653)**

* *Pertes de valeur enregistrées essentiellement au 30 juin 2021.*

Hypothèses générales

De façon générale, lors de la clôture semestrielle 2021, dans un contexte suivant un exercice 2020 marqué par la crise sanitaire, les conditions de marché et la performance opérationnelle des entités du Groupe sur 2021 n'avaient pas conduit à l'identification d'indices de pertes de valeur. Certaines situations spécifiques avaient néanmoins nécessité la réalisation de tests de dépréciation et conduit à constater des pertes de valeur sur des actifs isolés pour un montant de (502) millions d'euros au 30 juin 2021, principalement relatives au parc nucléaire britannique en exploitation d'EDF Energy, ainsi qu'en France notamment à certaines installations photovoltaïques d'EDF Renouvelables et à la centrale de Cordemais suite à l'abandon du projet Ecocombust.

Au 31 décembre 2021, 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 annuel pour les goodwill et actifs incorporels.

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, qui dans une plus grande mesure encore de ce qui avait été constaté à la clôture de juin, sont en hausse significative par rapport aux niveaux des prix *forward* observés fin 2020 et ce sur l'ensemble des zones géographiques.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique assemblant différentes briques d'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.

Les scénarios à long terme établis pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation, notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat de 2015, puis du paquet de propositions *Fit for 55* de juin 2021, établissant un objectif de réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport à leurs niveaux de 1990. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement l'économie avec une électrification des usages. Pour autant, et à ce stade, les scenarios retenus pour les tests de dépréciation ne retiennent pas en référence l'atteinte de la neutralité carbone en Europe à horizon 2050.

Les courbes de prix long terme du scénario 2021 progressent jusqu'en 2040 puis baissent légèrement du fait du développement projeté des nouvelles générations de centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG). Par rapport au scénario 2020, les courbes long terme sont en augmentation jusqu'à l'horizon 2040, avec une hausse de la valeur moyenne du ruban de l'électricité de + 5 à + 10 €/MWh dans les quatre pays principaux (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique), puis une légère inversion de tendance est projetée pour la dernière décennie jusqu'en 2050, d'ampleur plus limitée (- 1 à - 5 €/MWh). Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- une trajectoire haussière des prix des quotas de CO_2 dans le cadre de l'ETS, intégrant les engagements plus contraignants de l'Union européenne dès le début d'horizon sur les réductions nettes d'émissions de gaz à effet de serre dès 2030 et visant la neutralité carbone à 2050. L'effet haussier du CO_2 sur l'électricité est amoindri en fin d'horizon par le développement des actifs CCG avec *Carbone Capture Storage* dont les coûts variables pour leur plus grande part ne dépendent plus des émissions carbone grâce au stockage du CO_2 ;
- des prix du gaz en Europe en baisse sur la fin d'horizon, comparés au scénario 2020, du fait d'une révision à la baisse des imports à long-terme avec la pénétration plus forte des énergies renouvelables dans les mix électriques (notamment en Europe, en Chine et au Japon) et une révision à la hausse des hypothèses d'offre de GNL dans des régions avec des ressources à bas coût (notamment en Russie et au Qatar) ;
- des hypothèses actualisées relatives à l'offre et à la demande en électricité mettant en évidence un infléchissement de la demande en électricité à moyen terme en lien avec des mesures d'efficacité énergétique accrue, cette tendance se corrigeant à plus long terme avec une demande orientée à la hausse en lien avec le développement des véhicules électriques et de l'hydrogène électrolytique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité, de manière générale dans les pays européens, la rémunération hors marché nécessaire est vue en hausse par rapport au scénario 2020 en raison de la révision à la baisse de la rentabilité sur le marché EOD (Équilibre Offre Demande) des actifs de production de pointe, en lien notamment avec la révision à la hausse du prix du CO_2. Ces actifs se voient contraints de trouver leur équilibre économique avec d'autres sources de revenus pour assurer leur maintien sur le réseau. La rémunération de capacité et les services système par exemple font partie de ces revenus complémentaires. Cette tendance structurelle concerne également la France, où une récupération de marge est toutefois attendue en 2026, avec l'arrivée de nouvelles capacités ces prochaines années, notamment avec la mise en service du premier parc éolien maritime, de l'EPR de Flamanville, et du CCG de Landivisiau.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests sont en baisse par rapport au 31 decembre 2020 pour l'ensemble des pays de la zone euro et le Royaume-Uni.

Cette évolution est due à la tendance baissière des taux sans risque malgré une remontée en fin d'année, combinée à une augmentation du taux de l'impôt sur les sociétés s'agissant du Royaume-Uni. Pour l'Italie, la prime de risque souverain qui avait été augmentée en juin 2020 au regard du contexte spécifique du pays diminue, du fait du resserrement des taux constatés sur les marchés, ce qui conduit à une baisse plus marquée des CMPC.

La baisse des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2020 est ainsi de l'ordre de 10 à 30 points de base pour la France, le Royaume-Uni et la Belgique et de 50 points de base sur l'Italie. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2021, le contexte macroéconomique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des exercices précédents ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni - EDF Energy

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe au Royaume-Uni, conduisant à reconnaître une valeur nette comptable quasi-nulle pour les actifs restants.

Au 31 décembre 2020, les investissements nécessaires réalisés pour le site de stockage gaz de Hole House et Hill Top ont été totalement dépréciés pour un montant de (13) millions d'euros.

S'agissant des actifs charbon, la centrale de Cottam est fermée depuis septembre 2019 et le Groupe fermera sa dernière centrale au charbon au Royaume-Uni, la centrale de West Burton A, en septembre 2022.

S'agissant de la cession de sa centrale au gaz de West Burton B (CCGT) annoncée à la fin du 1er semestre, celle-ci a été effective le 31 août 2021. Pour rappel, cette centrale avait fait l'objet de dépréciations à différentes reprises depuis sa mise en service en 2013, principalement en lien avec l'évolution défavorable des *spark spread* et le niveau insuffisant des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité. La dépréciation de faible montant constatée à la clôture semestrielle, complémentaire par rapport aux dépréciations antérieurement comptabilisées, a fait l'objet d'une reprise sur le second semestre, suite au calcul de prix définitif établi dans le cadre des comptes de *closing*.

À fin décembre 2021, le Groupe n'a quasiment plus d'activité charbon ou gazière au Royaume-Uni confirmant ainsi sa volonté d'être proactif en matière de décarbonation de la production d'électricité.

Segment commercialisation

Malgré plusieurs signaux positifs suite à la sortie de la crise sanitaire, ce segment est pénalisé par la crise actuelle sur le marché de l'énergie britannique ayant conduit à plusieurs reprises l'OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) à décider la mise en œuvre du dispositif de fournisseur de dernier recours, ce qui s'est traduit pour EDF Energy par la reprise des comptes clients de Green Network Energy, Utility Point et Zog Energy, ainsi que l'interdiction pour les fournisseurs de répercuter la forte hausse des prix des matières premières sur le plafond du tarif SVT (*Standard Variable Tariff*) résidentiel de l'hiver 2022 en raison de la méthodologie tarifaire. À long terme néanmoins, les perspectives de marge sont confirmées pour le BtoB et pour le BtoC et ce secteur reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros ayant tendance à être répercutés sur les consommateurs sur le long terme. La valeur recouvrable est ainsi en diminution par rapport à 2020, tout en bénéficiant d'un effet favorable lié à la baisse du CMPC. Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de marge à long terme plus importantes et des pertes de parts de marché, montrant ainsi la sensibilité de cette UGT à ces paramètres, cette UGT 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. Elle intègre l'hypothèse de l'allongement de 20 ans de la durée d'exploitation de la centrale de Sizewell B de technologie REP, conformément à la stratégie du Groupe. Elle intègre également les décisions de fermeture anticipée de certaines tranches AGR prises ces dernières années, tout d'abord celle des tranches de Hunterston intervenue le 7 janvier 2022 et celle de Hinkley Point B prévue au plus tard le 15 juillet 2022, conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020. Elle intègre également l'impact de la décision de la mise en phase de déchargement immédiate du combustible de la centrale nucléaire AGR de Dungeness B prise le 7 juin 2021, la centrale étant en arrêt prolongé depuis septembre 2018, et enchaînant depuis une série de difficultés techniques spécifiques et continues (soit une perte de valeur de 445 millions d'euros déjà constatée dans les comptes du 30 juin 2021). Le test réalisé au 31 décembre 2021 intègre désormais également la décision prise en décembre 2021 d'avancer les dates de fin de production des centrales Torness et Heysham 2, passant ainsi leur date de fermeture du 31 mars 2030 au 31 mars 2028. La durée d'exploitation des deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 reste fixée à 2024.

Avec des perspectives de prix de marché plus élevés mais volatiles, et en tenant compte de possibles aléas de production sur les centrales AGR au vu de l'historique récent, les résultats du test conduisent au maintien des dépréciations enregistrées lors des clôtures précédentes.

La valeur recouvrable est sensible aux hypothèses de prix, ainsi une variation des prix de +/- 5 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, toutes choses égales par ailleurs, aurait un impact de +/- 500 millions de livres sterling sur le test. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 5 % sur tout l'horizon conduirait toutes choses égales par ailleurs à une variation de +/- 700 millions de livres sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une baisse de la valeur recouvrable de l'ordre de 200 millions de livres sterling.

Terrains liés au parc nucléaire

Suite à l'arrêt anticipé de la production de la centrale Dungeness, à l'arrêt imminent de la production des centrales Hunterston et Hinkley Point B et à l'option exercée par le gouvernement britannique (voir note 15.2.1), qui confirment qu'EDF procédera au déchargement du combustible des centrales et au transfert de propriété des sites au gouvernement britannique, une revue d'expert des terrains adjacents à chaque centrale nucléaire, appelés terrains non opérationnels, a été effectuée. Les travaux conduisent à enregistrer une dépréciation de différents terrains détenus par EDF Energy pour un total de 226 millions de livres.

Goodwill et Projet HPC

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8,1 milliards d'euros au 31 décembre 2021 (soit 6,8 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. 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 de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : 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) ; Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, période pour laquelle il n'existe pas de 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 et une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 £$_{2012}$/MWh, meilleure hypothèse du niveau auxquels les prix de marché pourront s'établir à cet horizon.

Le test réalisé pour la clôture du 31 décembre 2021 tient compte de la fourchette de coûts à terminaison communiquée le 27 janvier 2021, annonçant des coûts à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro) estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling$_{2015}$, contre une fourchette comprise entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling$_{2015}$ lors de la précédente revue des coûts de septembre 2019, et le report de la livraison de la tranche 1 à mi-2026. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs, le test de perte de valeur se positionnant en milieu de fourchette. Un examen complet des coûts et du calendrier de référence sera effectué en 2022. Une revue détaillée des différentes hypothèses du modèle sur la phase d'exploitation de la centrale a été menée en 2021, conduisant à mettre à jour notamment l'hypothèse de taux d'inflation à très long terme appliqué aux prix de l'électricité. Le modèle prend par ailleurs en compte l'augmentation du taux d'impôt britannique qui doit passer à 25 % dès avril 2023 contre actuellement 19 %. Ce changement d'hypothèse appliqué, par défaut d'autre taux connu, sur toute la durée de vie du modèle a un impact significatif sur la valeur recouvrable du projet. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est ainsi désormais estimé entre 6,8 % et 6,9 % (contre une fourchette comprise entre 7,1 % et 7,2 % précédemment).

Sur ces bases révisées s'agissant du projet HPC et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités en particulier sur la valeur recouvrable des actifs nucléaires existants, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy est en diminution modérée et reste significatif au 31 décembre 2021.

S'agissant d'HPC, le risque de report de la mise en service (*Commercial Operation Date*) de respectivement 15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2, induisant le cas échéant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling$_{nc}$, tel qu'exposé dans la communication du Groupe de janvier 2021, réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 34 %.

Les analyses de sensibilités conduites par ailleurs sur différentes dimensions et hypothèses (notamment le CMPC) ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Des sensibilités avec des hypothèses individuellement très dégradées ont également été conduites à titre illustratif, par exemple, un décalage de la mise en service de 3 ans, associé à un surcoût de 3 milliards de livres sterling, ou encore une hausse du CMPC de 60 points, qui conduiraient à une valeur seuil pour la marge du goodwill, toutes choses égales par ailleurs.

Enfin, un scénario à sensibilités multiples a été produit afin de tester la résistance du goodwill à la matérialisation de différents scénarios adverses sur les différentes phases du projet (construction, exploitation, démantèlement) et en l'absence de tout plan d'actions ou de remédiation, intégrant notamment 1 an de retard et 1 milliard de livres de coûts additionnels sur la phase de construction, une baisse de la disponibilité des tranches de 3 %, une hausse des coûts du combustible de 5 % et des coûts d'opération et de maintenance de 3 %. Selon ce stress-test combiné la marge du test resterait légèrement positive confortant ainsi la recouvrabilité de la valeur nette comptable du goodwill.

Enfin, si le Brexit n'a pas d'impact observable à ce stade sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper. Le Groupe suivra notamment l'évolution des prix des combustibles, des matériaux et approvisionnements, des données macroéconomiques, et de la formation des prix de l'électricité, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les tests à l'avenir.

Italie - Edison

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 a été mis à jour au 31 décembre 2021, en intégrant les recommandations d'une évaluation externe réalisée en 2020 (réduction du taux de croissance à long terme de 2 % à 1,5 % sur la base des prévisions du PIB ; augmentation du taux de redevance du segment Business en fonction des résultats de l'enquête auprès des clients professionnels) et met en évidence une hausse de la valeur recouvrable de la marque, tenant compte d'effets volumes en progression et également d'un effet du CMPC favorable. Les tests de sensibilité conduits prenant en compte une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore une baisse des royalties de - 0,2 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable des différentes UGT d'Edison est de manière générale en amélioration du fait de l'environnement de prix plus favorable dans la durée, d'effets opérationnels favorables notamment une hausse des volumes pour certaines UGT, ainsi que par l'impact de la baisse du CMPC de l'ordre de 50 points de base. Aucun risque de perte de valeur n'est ainsi relevé. *A contrario*, des reprises partielles de dépréciations antérieurement comptabilisées ont été effectuées, dans un contexte où les prix de marché étaient tendanciellement à la baisse (en 2015 en particulier).

Ainsi, concernant les actifs hydrauliques d'Edison, des dépréciations cumulées de l'ordre de 430 millions d'euros avaient été comptabilisées par le passé, principalement en 2014, 2015 et 2016. Au 30 juin 2020, une dépréciation avait également été reconnue tenant compte d'hypothèses prudentes dans le contexte de la crise sanitaire, pour 39 millions d'euros. Au 31 décembre 2020, la marge de l'UGT était redevenue positive, mais aucune reprise n'avait été effectuée par prudence. Au 31 décembre 2021 l'appréciation durable de la valeur recouvrable de l'UGT a conduit à procéder à une reprise partielle des dépréciations antérieures, à hauteur de 60 millions d'euros, tenant compte des amortissements effectués depuis lors, et intégrant pour les hypothèses de prix de marché long terme une limitation de ceux-ci en intégrant une sensibilité du PUN de – 10 %.

S'agissant des actifs éoliens, des dépréciations cumulées de l'ordre de 150 millions d'euros, avaient été comptabilisées par le passé, principalement en 2014 et 2015. Au 31 décembre 2021 la valeur recouvrable est en amélioration et confirme ainsi la pérennité de la marge constatée sur les dernières années. Celle-ci a d'ailleurs été confirmée dans le contexte de la cession de 49 % d'Edison Renewables à Crédit Agricole Assurance en décembre 2021 (voir note 3.1.1). Au 31 décembre 2021 l'appréciation durable de la valeur recouvrable de l'UGT a conduit à procéder à une reprise partielle des dépréciations antérieures, à hauteur de 90 millions d'euros, tenant compte des amortissements effectués depuis lors.

S'agissant des actifs thermiques, pour lesquels des dépréciations cumulées de l'ordre de 600 millions d'euros ont été comptabilisées par le passé, le test au 31 décembre 2021 présente une marge significativement positive, toutefois celle-ci étant essentiellement liée aux deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano dont les mises en service doivent intervenir en 2022 et 2023, aucune reprise de dépréciation n'a lieu d'être effectuée en 2021. Marghera et Presenzano d'une capacité respective de 780 MWe et 760 MWe sont deux centrales à gaz de nouvelle génération à faible impact environnemental (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. Des tests de sensibilité ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraînerait pas de risque de perte de valeur.

Enfin, les actifs E&P de l'Algérie conservés à ce stade par le Groupe, ont fait l'objet d'un test mis à jour au 31 décembre 2021 tenant compte notamment de la situation des prix des commodités sur le marché. La valeur ainsi déterminée n'a pas donné lieu à constater de perte de valeur complémentaire.

Framatome

Au 31 décembre 2021, le goodwill de Framatome s'élève à 1 428 millions d'euros. Il résulte pour la quasi-totalité de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée le 31 décembre 2017 et pour laquelle le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018.

La valeur recouvrable de Framatome a été 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 et aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et les livraisons de combustibles aux réacteurs clients. 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 reste très significative, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2020 principalement en lien avec la baisse du CMPC.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur un niveau de CMPC plus élevé de 50 points de base ou sur la prise en compte d'un taux de croissance à l'infini de 0 %, sans remise en cause de la conclusion du test.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus suite à 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.

EDF Renouvelables

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.

En 2021, (54) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables.

Comme indiqué dans les états financiers au 31 décembre 2020, la loi de finances 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoyait une réduction des tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques de plus de 250 kWc bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat en application des arrêtés tarifaires de juillet 2006, janvier 2010 et août 2010 (article 225), sans qu'il soit alors possible d'en déterminer de possibles effets pour EDF Renouvelables (qui détient, seul ou en partenariat, des parcs solaires concernés par cette révision de tarif, pour une capacité totale de 145 MWc nets), en l'absence de précisions à fixer par décret et arrêté. Le décret n° 2021-1385 et l'arrêté du 26 octobre 2021, après examen par le Conseil Supérieur de l'Energie, précisent les modalités d'application de cette réduction tarifaire et de la clause de sauvegarde, et confie à la CRE le soin de définir les conditions et le format que devront respecter les demandes de reexamen dont elle est saisie au titre de cette clause ainsi que les éléments nécessaires à l'instruction de ces demandes.

La réalisation des tests au 30 juin 2021 basée sur les hypothèses de tarifs mises alors à disposition par la CRE avait conduit à comptabiliser une perte de valeur sur les parcs consolidés en intégration globale pour (9) millions d'euros, et pour (25) millions d'euros sur les titres de sociétés mises en équivalence. Les tests mis à jour au 31 décembre avec les tarifs définitifs ne changent qu'à la marge ces valeurs (voir note 11.2).

Les autres pertes de valeurs concernent des actifs spécifiques, dont (24) millions d'euros au titre de la dépréciation de deux parcs éolien et solaire aux États-Unis dont une cession est envisagée avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs.

Dalkia

Au 31 décembre 2021, le goodwill de Dalkia ressort à 592 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe 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 2021 bénéficie de l'amélioration de certains paramétres par rapport au 31 décembre 2020, notamment le taux d'actualisation, le taux de croissance et également de l'effet favorable des perspectives de croissance de Dalkia dans le cadre du programme « France relance ». Selon les hypothèses actualisées, la valeur recouvrable reste très supérieure à la valeur à tester. Les paramètres-clés du test sont l'évaluation de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

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 2021 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

S'agissant de la filiale de services techniques Imtech au Royaume-Uni, le test réalisé, compte tenu des résultats déficitaires constatés précédemment sur cette UGT n'a pas fait apparaître de risque de perte de valeur notamment de la marque reconnue au bilan pour 86 millions d'euros. Des analyses de valeur seuil ont été réalisées pour s'assurer de la robustesse de ce résultat par rapport aux paramètres retenus.

France - Production et Commercialisation

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 n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » au 1er janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production 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 5,1 % au 31 décembre 2021 (5,2 % au 31 décembre 2020). S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation, la stratégie du Groupe correspondant à une durée de fonctionnement d'au moins 50 ans. Il est également tenu compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MWe telles qu'inscrites dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le test intègre les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) établies en janvier 2022, avec un calendrier ajusté tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage du projet. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023 et l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros$_{2015}$ à 12,7 milliards d'euros$_{2015}$ (hors intérêts intercalaires).

Au 31 décembre 2021, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en nette augmentation par rapport au 31 décembre 2020, impactée favorablement par la hausse des scénarios de prix court terme, moyen et long terme, les autres variations d'hypothèses du test ayant des impacts modérés ou mineurs.

Le test a été mis à jour en sensibilité pour évaluer l'effet des communications faites par le Groupe le 13 janvier 2022 concernant la décision par le gouvernement de l'attribution de 20 TWH complémentaires de volume d'ARENH pour 2022 au prix de 46,2 euros/MWh, ainsi que celles du 13 janvier puis du 7 février concernant la révision à la baisse de son estimation de production nucléaire pour 2022 et celle du 11 février concernant l'estimation de production nucléaire pour 2023 (voir note 23). Ces éléments viennent diminuer sensiblement la marge du test, qui reste largement positive.

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 ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Autre International - Belgique

La mise à jour du test met en évidence un excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur à tester, en augmentation par rapport au 31 décembre 2020 du fait des scénarios favorables sur les prix de l'électricité ainsi que par une valorisation accrue de l'éolien du fait de l'augmentation des capacités liée aux projets validés en 2021.

Pour rappel, concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MWe) le test intègre historiquement une durée d'exploitation jusque 2025 au plus tard selon les centrales.

Des analyses de sensibilité sont par ailleurs réalisées pour intégrer un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques, qui ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur à ce titre.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2021 à hauteur de (219) millions d'euros, principalement au titre d'actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3). Des pertes de valeur pour un montant de (189) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2020.

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 national 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 économiques associés à la durée de vie de l'infrastructure du fait que 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, qu'elle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, net du passif d'enregistrement des obligations contractuelles envers les 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 et 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 directement imputables à la production de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages remis par les concédants sont évalués au coût qui aurait été supporté si l'entreprise les avait elle-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'art. 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 valorisées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale.

Les contributions reçues des clients et des collectivités locales pour financer les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation) 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 approche particulière, le résultat s'obtient par la différence entre les produits correspondant à la quote-part des financements affectés à l'actif immobilisé (amortissements et cessions) durées d'utilité, valeurs de remplacement, modes de gestion).

Les apports reçus de tiers 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 concession ».

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, Électricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée désenclavé 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. À cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité organisatrice de la distribution d'énergie – AODE) 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 415 contrats de concession au 31 décembre 2021. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007), négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et EDF a été approuvé par les Pouvoirs Publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements « industriels » et de constituer des provisions pour renouvellement.

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. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Toutefois, pour les contrats signés depuis 2018, 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 des ressources financières de chacun.

S'il est constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement Financer 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.

Conformément à l'accord conclu fin 2017 avec la FNCCR et France urbaine, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2021. À fin 2021, 291 contrats ont été conclus selon ce nouveau modèle de contrat, dans le cadre de projets de territoires, avec toutes les formes d'autorités concédantes : des autorités concédantes de taille départementale (syndicats départementaux, ainsi que deux départements), des syndicats intercommunaux, des métropoles, des communautés urbaines, d'agglomération ou de communes et des communes.

Ces 291 contrats s'ajoutent aux 41 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, soit un total de 332 contrats modernisés sur 364 contrats à terme. Les négociations se poursuivent en vue de renouveler dans les meilleurs délais les quelques contrats restants, majoritairement de syndicats d'électricité ruraux, signés selon d'anciens modèles de contrat.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations [1]	Diminutions	Autres mouvements [2]	31/12/2021
Terrains et constructions	3 219	205	(20)	3	3 407
Réseaux	100 899	4 308	(512)	5	104 700
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	4 872	416	(209)	(7)	5 072
Immobilisations en cours [3]	1 828	52	-	6	1 886
Valeurs brutes	**110 818**	**4 981**	**(741)**	**7**	**115 065**
Terrains et constructions	(1 592)	(80)	19	(8)	(1 661)
Réseaux	(45 873)	(237)	379	(2 388)	(48 119)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 001)	(215)	190	(127)	(3 153)
Amortissements et pertes de valeur	(50 466)	(532)	588	(2 523)	(52 933)
VALEURS NETTES	**60 352**	**4 449**	**(153)**	**(2 516)**	**62 132**

(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 des dépréciations 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 (est 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 autres que 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 renouvelés avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle des cahiers des charges de 1992 et à l'exception des réformes immédiates transférées dans le cadre de la loi ENA, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à neuf et des annuités dentaires 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.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la part des biens reprise 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 fait que le concédant considère qu'il convient d'évaluer les obligations autres 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 mise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Contre-valeur des biens*	54 391	52 907
Financement concessionnaire non amorti	(30 307)	(28 730)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**24 084**	**24 177**
Amortissement du financement du concédant	15 630	15 000
Provisions pour renouvellement	9 139	9 243
Droits sur biens à renouveler	**24 769**	**24 243**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**48 853**	**48 420**

* *Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 129 millions d'euros (108 millions d'euros en 2020).*

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2021			31/12/2020	
(en millions d'euros)	**Notes**	**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**
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	*12.1*	50,10	1 478	307	1 378	237
Taishan (TNPJVC)*	*12.2*	30,00	n.c	n.c	1 123	(12)
Autres participations détenues par EDF SA	*12.3*	n.a.	2 282	102	1 742	-
Participations détenues par EDF Renouvelables	*12.3*	n.a.	1 453	(117)	1 198	70
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	*12.3*	n.a.	n.c	n.c	1 353	67
Sous-total			**8 084**	**513**	**6 794**	**362**
CENG (cédée le 6 août 2021)	*3.1*	n.a.	n.a.	131	n.a.	63
Sous-total				**131**		**63**
TOTAL			**8 084**	**644**	**6 794**	**425**

n.a. : non applicable n.c. : non communiqué

** La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2021.*

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)	**31/12/2021**	31/12/2020
Actifs non courants	19 866	19 202
Actifs courants	3 577	3 712
TOTAL ACTIF	**23 443**	**22 914**
Capitaux propres	2 950	2 750
Passifs non courants	15 163	15 630
Passifs courants	5 330	4 534
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**23 443**	**22 914**
Chiffre d'affaires	5 254	4 729
Excédent brut d'exploitation	2 094	1 914
Résultat net	***612***	***473***
Endettement financier net	12 602	12 700
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(161)	(188)
Dividendes versés	259	367

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	11 303	12 183
Actifs courants	897	618
TOTAL ACTIF	**12 200**	**12 801**
Capitaux propres	3 744	3 882
Passifs non courants	6 022	7 467
Passifs courants	2 434	1 452
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**12 200**	**12 801**
Chiffre d'affaires	1 027	783
Résultat net	**(41)**	**44**
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 MWe chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean 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. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1, opéré du 29 juin au 24 septembre 2020.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3e 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.

Le 14 juin 2021, 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 cinq 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 ont été achevées le 22 août 2021. Comme indiqué dans le communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022 les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n° 1 de Taishan, suite à l'aléa 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 plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. EDF et Framatome participent actuellement à l'établissement du dossier de redémarrage en toute sûreté du réacteur numéro 1 de Taishan et appuient TNPJVC dans son instruction.

La production nette en 2021 a été affectée par cet arrêt fortuit de 5 mois au deuxième semestre 2021 sur l'unité 1 et par l'arrêt programmé de l'unité 2 avec la première visite complète au deuxième trimestre, la disponibilité des tranches ayant par ailleurs été très élevée en dehors de ces arrêts.

La valeur nette de la participation dans les comptes intègre une prudence quant au niveau tarifaire projeté à partir de 2022 et la mise à jour de certaines hypothèses opérationnelles en lien avec les éléments décrits ci-dessus.

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 et dont la mise en service commerciale a eu lieu 2019 ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service opérationnelle est prévue début 2024.

Sur l'exercice 2021, (219) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant de (149) millions d'euros. Celles-ci concernent principalement des actifs éoliens aux USA du fait de l'événement climatique majeur intervenu au Texas en février 2021, des actifs photovoltaïques en France dans le contexte de la révision des tarifs d'obligation d'achat de certaines installations prévue par la loi de finances 2021 (voir note 10.8.2) ainsi qu'un parc éolien *offshore* en cours de construction au large de l'Ecosse, faisant suite à des difficultés rencontrées sur la construction des fondations. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Sur l'exercice 2020, (189) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques, au titre de certains actifs charbon en Chine, de participations de Framatome dans des entités de secteurs très fortement impactés par la crise sanitaire et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Développements dans les participations mises en équivalence détenues par EDF Renouvelables en 2021

EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer du Calvados

Le 22 février 2021, EDF Renouvelables, EIH S.a.r.l, filiale du groupe d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord Enbridge Inc. et wpd, producteur européen d'énergies renouvelables, ont annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer). Cette annonce fait suite à la signature de l'ensemble des accords de financement entre le consortium et ses partenaires financiers.

D'une capacité de 448 MWe, le projet du parc éolien en mer du Calvados est composé de 64 éoliennes localisées à plus de 10 km au large des côtes du Bessin, sur une surface totale d'environ 45 km². À sa mise en service attendue courant 2024, il produira l'équivalent de la consommation annuelle en électricité de 630 000 personnes, soit plus de 90 % de la population du Calvados.

Le coût total d'investissement du projet est estimé à environ 2 milliards d'euros. Il sera majoritairement financé par une dette sans recours. Le parc éolien en mer du Calvados bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 20 ans, accordé par l'État en juin 2018.

Les actionnaires de ce projet se composent d'EDF Renouvelables, EIH S.a.r.l (détenant chacun 42,5 % du projet à travers la société Eolien Maritime France) et wpd (détenant 15 % du projet).

Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis

Le 1er juillet 2021, le groupe EDF, au travers du consortium Atlantic Shores Offshore Wind (Atlantic Shores) détenu à parts égales entre sa filiale EDF Renouvelables et Shell New Energies US LLC., a annoncé avoir remporté un projet de parc éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis. Le consortium a été désigné lauréat par l'administration du New Jersey chargée des services aux collectivités.

La zone d'implantation du futur parc se situe à une distance de 15 à 30 km des côtes. Figurant parmi les plus puissants des États-Unis, ce parc éolien en mer alimentera en électricité l'équivalent de la consommation annuelle de 700 000 foyers. Le lancement de sa construction est prévu en 2024.

Construction du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire : poursuite de la fabrication des composants et poursuite des opérations en mer

D'une capacité de 480 MWe, le parc éolien en mer de Saint-Nazaire, codétenu par EDF Renouvelables, EIH S. à r.l., coentreprise entre Enbridge Inc. et Canada Pension Plan Investment Board (*via* sa filiale à 100 % CPP Investment Board Europe S. à r.l.), est composé de 80 éoliennes localisées sur le plateau rocheux du banc de Guérande, à plus de 12 km au large des côtes de la presqu'île.

Deux ans après le démarrage du chantier, la fabrication des différents composants du futur parc a fortement progressé.

Le groupe EDF a annoncé la mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V en Chine

Le groupe EDF et son partenaire chinois, China Energy Investment Corporation (CEI), ont annoncé la mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V, d'une capacité installée de 200 MWe. Situé en mer de Chine au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai, sa construction aura duré 20 mois.

Avec la mise en service du parc éolien de Dongtai IV en décembre 2019, d'une capacité de 300 MWe, le Groupe exploite désormais 500 MWe d'éolien en mer en Chine. Installées à environ 40 km des côtes de la province du Jiangsu, la plus avancée dans cette technologie, les 125 turbines des parcs Dongtai IV et V fourniront une électricité renouvelable équivalent aux besoins annuels en électricité de 2 millions de Chinois.

La société commune détenue par CEI à hauteur de 62,5 % et par le groupe EDF à hauteur de 37,5 % exploite les deux parcs de Dongtai IV et V. Elle constitue la première coentreprise sino-étrangère dédiée au développement et à l'exploitation de projets éoliens en mer en Chine.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

13.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours de l'exercice 2021 est la suivante :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2020	Variation de flux monétaire	Variation de flux non monétaire	31/12/2021
Stocks et en-cours de production	*13.2*	(14 738)	(626)	(833)	(16 197)
Clients et comptes rattachés net de provision	*13.3*	(14 521)	(7 411)	(303)	(22 235)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	11 900	7 407	258	19 565
Créance de Contribution au Service public de l'énergie (CSPE)	*13.3.4*	(1 993)	2 268	(275)	-
Autres débiteurs et autres créditeurs [1]	*13.3.4 et 13.5*	9 551	(3 133)	(74)	6 344
Autres éléments du besoin en fonds de roulement [2]		(740)	(31)	123	(648)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		**(10 541)**	**(1 526)**	**(1 104)**	**(13 171)**

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissements.

(2) Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO_2 et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

13.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement (flux non monétaires)

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements.

La variation des flux non monétaires sur 2021 s'explique principalement par la variation de juste valeur pour (0,8) milliard d'euros (dont (0,5) milliard d'euros sur les stocks évalués à la juste valeur) et par l'effet change pour (0,3) milliard d'euros (principalement lié à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro). Par ailleurs le reclassement de la dette de CSPE d'EDF SA au sein des « Autres créditeurs », réalisé pour un montant de 294 millions d'euros au 31 décembre 2021, est inclus dans les variations des flux non monétaires (voir note 13.3.4).

13.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	*Notes*	2021	2020
Variation des stocks	*13.2*	(626)	(873)
Variation des créances clients et comptes rattachés	*13.3*	(7 411)	842
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	*7 407*	(861)
Variation de la créance de Contribution au Service public de l'électricité (CSPE)	*13.3.4*	*2 268*	(328)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs*	*13.3.4 et 13.5*	(3 164)	(459)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		**(1 526)**	**(1 679)**

* *La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO_2 et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.*

Les variations monétaires du besoin en fonds de roulement (BFR) se dégradent de (1,5) milliard d'euros en 2021, principalement du fait des conséquences de la hausse des prix de marché sur le BFR de l'activité de *trading* pour (1,9) milliard d'euros (hausse des appels de marge nets et des stocks) et sur le BFR d'exploitation des autres filiales du Groupe (évolution de la position nette créances clients/dettes fournisseurs pour (1,8) milliard d'euros). Inversement la diminution des obligations d'achats se traduit par une amélioration du BFR de 2,3 milliards d'euros liée à la créance de CSPE (voir note 13.3.4).

Ces trois éléments expliquent également l'essentiel de la différence de variation du besoin en fonds de roulement observée entre l'année 2020 et 2021.

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 suivant 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 du fabricant du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entreposage 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 combustible 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 constitués (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 correspondantes, du fait de la prise en compte de la notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

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 composants (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 comptes de 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 5.4.3 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France (voir note 5.5).

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 :

	31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 938	(459)	10 479	10 564	(33)	10 531
Autre combustible	1 255	(4)	1 251	770	(42)	728
Autres approvisionnements	1 770	(402)	1 368	1 660	(398)	1 262
En-cours de production de biens et services	615	(38)	577	469	(33)	436
Autres stocks	2 540	(18)	2 522	1 804	(23)	1 781
TOTAL STOCKS	**17 118**	**(921)**	**16 197**	**15 267**	**(529)**	**14 738**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 576 millions d'euros au 31 décembre 2021 (8 068 millions d'euros au 31 décembre 2020).

À fin décembre 2021, les provisions sur stocks de combustible nucléaire intègrent l'effet de la décision de fermeture anticipée de Dungeness B au Royaume-Uni (voir note 7).

L'évolution des stocks sur l'année 2021 s'explique principalement par la hausse des prix, notamment pour les stocks d'EDF Trading, présentés en « Autre combustible » et en « Autres stocks », qui sont évalués à leur valeur de marché (1 068 millions d'euros au 31 décembre 2021 et 300 millions d'euros au 31 décembre 2020), et par l'augmentation des stocks de CEE sur la période présentés en « Autres stocks » (voir note 5.4.3).

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 présentées 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 constituées sur la base d'historiques de pertes de crédit.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2021	31/12/2020
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		19 781	14 686
dont actifs sur contrat	*13.3.3*	*545*	*389*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		3 545	1 036
Dépréciations*		(1 091)	(1 201)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE		**22 235**	**14 521**

* *Voir note 1.4.3.*

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 7 071 millions d'euros au 31 décembre 2021 (6 782 millions au 31 décembre 2020).

La hausse des clients et comptes rattachés en valeur brute sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concerne EDF Trading pour 2,5 milliards d'euros et les autres filiales du Groupe pour 5,1 milliards d'euros, dont Edison pour 2,3 milliards d'euros (essentiellement sur les ventes de gaz, compte tenu de la hausse des prix de marché et dans une moindre mesure de clauses de *take-or-pay* figurant dans certains contrats).

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	**23 326**	**(1 091)**	**22 235**	**15 722**	**(1 201)**	**14 521**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 285	(215)	1 070	1 249	(242)	1 007
dont créances échues de 6 à 12 mois	481	(136)	345	465	(193)	272
dont créances échues de plus de 12 mois	978	(551)	427	851	(526)	325
dont total des créances échues	**2 744**	**(902)**	**1 842**	**2 565**	**(961)**	**1 604**
dont total des créances non échues	**20 582**	**(189)**	**20 393**	**13 157**	**(240)**	**12 917**

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont déconsolidées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec constatation d'un passif financier en contrepartie.

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	360	84
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-	60
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 456	792

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 456 millions d'euros au 31 décembre 2021, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (792 millions d'euros en décembre 2020, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

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 545 millions d'euros au 31 décembre 2021 et de 389 millions d'euros au 31 décembre 2020 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Charges constatées d'avance	1 485	1 457
Compensation des charges de Service public de l'énergie (CSPE)	-	1 993
Creances TVA	2 051	1 988
Créances fiscales (hors TVA)	348	248
Autres créances d'exploitation	14 405	3 247
AUTRES DÉBITEURS	**18 289**	**8 933**
dont part non courante	2 092	2 015
dont part courante	16 197	6 918
dont valeurs brutes	18 344	9 013
dont dépréciation	(55)	(80)

Au 31 décembre 2021, les autres créances d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 9,8 milliards d'euros (0,6 milliard d'euros en 2020), en lien avec la hausse des prix des commodités observée en Europe sur le second semestre 2021. 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).

Les autres créances d'exploitation comprennent également les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 274 millions d'euros (1 045 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement des contrats d'approvisionnement en combustible nucléaire du secteur France – Activités de production et commercialisation.

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre de 2021 s'élève à 5 472 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2021 en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 8 085 millions d'euros.

L'excédent de compensation résulte principalement de l'évolution des prix de marché entre 2020 et 2021. Les charges à compenser au titre du soutien des ENR électriques, ont fortement diminué sous l'effet de la hausse des prix de marché en 2021, alors que les compensations reçues de l'État (définies dans la loi de finances 2021 sur la base de prix de marché 2020 particulièrement bas) sont très élevées.

Au 31 décembre 2021, EDF SA constate ainsi une dette d'exploitation due à l'État de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020).

De plus, EDF s'est acquitté, au cours de l'année 2021, d'un montant de 255 millions d'euros au titre d'un reversement de trop perçus en 2016 portant sur l'ancien mécanisme de CSPE.

Enfin, 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 le 22 juillet 2021 sa délibération n° 2021-230 du 15 juillet 2021 constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2022 (7 620 millions d'euros), la reprévision des charges au titre de 2021 (7 142 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2020 (8 034 millions d'euros)

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est présenté en note 5.4.1.

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	14 041	10 868
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	5 524	1 032
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**19 565**	**11 900**

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concerne EDF Trading pour 4,5 milliards d'euros et les autres filiales du Groupe pour 3,2 milliards d'euros, dont Edison pour 1,5 milliard d'euros (en lien avec des achats de gaz réalisés à des prix de marché plus élevés cette année).

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)	31/12/2021	Dont passifs sur contrat	31/12/2020	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	2 114	1 635	1 788	1 344
Fournisseurs d'immobilisations	4 368	-	4 196	-
Dettes fiscales	5 043	-	4 532	-
Dettes sociales	5 092	-	4 712	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 146	3 110	3 290	3 233
Autres produits constatés d'avance*	997	592	827	430
Autres dettes	9 254	-	2 390	-
AUTRES CRÉDITEURS	**30 064**	**5 337**	**21 735**	**5 007**
dont part non courante	4 816	3 107	4 874	3 092
dont part courante	25 248	2 230	16 861	1 915

* *Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5.4.3).*

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 642 millions d'euros (518 millions d'euros au 31 décembre 2020).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2021, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 562 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 (502 millions d'euros au 31 décembre 2020).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2021, 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 1 746 millions d'euros (1 713 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également 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

Principes et méthodes comptables

Subventions d'investissement

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.

Au 31 décembre 2021, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 5,8 milliards d'euros (0,2 milliard d'euros en 2020), en lien avec la hausse des prix des commodités observée en Europe sur le second semestre 2021. 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).

Au 31 décembre 2021, les autres dettes comprennent également une dette d'exploitation due à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020, voir note 13.3.4).

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2021 pour 536 millions d'euros (414 millions d'euros sur l'année 2020).

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 variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	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	31/12/2021
Acomptes reçus	1 344	1 277	(1 013)	(22)	(1)	14	36	1 635
Produits constatés d'avance long terme	3 233	417	(519)	(1)	56	(88)	12	3 110
Autres produits constatés d'avance	430	488	(455)	(18)	-	138	9	592

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 635 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 702 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 5 007 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 11 697 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 093 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 et résultat par action

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 2021, le capital social s'élève à 1 619 338 374 euros, composé de 3 238 676 748 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,88 % par l'État, 14,77 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,32 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,03 % d'actions autodétenues.

En juin 2021, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2020 s'est traduit par une augmentation du capital social de 29 millions d'euros et une prime d'émission de 587 millions d'euros, à la suite de l'émission de 57 908 528 actions nouvelles.

En décembre 2021, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 40 millions d'euros et une prime d'émission de 859 millions d'euros, à la suite de l'émission de 80 844 641 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

14.2 Actions propres

Principes et méthodes comptables

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Au 31 décembre 2021, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 174 554 actions pour une valeur de 14 millions d'euros.

14.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 6 mai 2021 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2020 à 0,21 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,231 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2020 en actions. Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2020 s'élève à 36 millions d'euros.

Le 4 novembre 2021, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende de 0,30 euro par action au titre de l'exercice 2021, mise en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 2 décembre 2021 pour un montant de 947 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 48 millions d'euros.

14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Titres subordonnés à durée indéterminée (émission hybride)

Ces titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe prennent la forme d'obligations hybrides comprenant des options de remboursement au profit de la seule décision 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 révisable 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 notamment 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 le versement de trésorerie ou d'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.

14.4.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2021

Au 31 décembre 2021, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 264 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (11 290 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les opérations d'émission et de rachats de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisées en capitaux propres au 31 décembre 2021 pour un montant net total de 972 millions d'euros (voir note 14.4.2).

EDF a exercé son option de rachat au 22 janvier 2022 sur l'intégralité des obligations subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 267 millions d'euros émises en janvier 2014. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2021 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 267 millions d'euros considérant le caractère certain du remboursement (voir note 18.3.2.1).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 547 millions d'euros sur l'exercice 2021 et de 501 millions d'euros sur l'exercice 2020. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2022, une rémunération d'environ 275 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	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
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	11/2019	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	05/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %

14.4.2 Évolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2021

Émissions d'obligations sociales hybrides

EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée l'bellées en euros, 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 1er juin 2028.

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations sociales hybrides au cours de la période de 60 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 7 ans (soit en 2028), et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Les fonds levés par le biais des obligations sociales hybrides seront dédiés aux financements de projets éligibles comprenant les dépenses d'investissements engagées par le groupe EDF en passant commande auprés de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution du groupe EDF en Europe et au Royaume-Uni. Dans le respect des *Social Bond Principles* et des *Sustainability Bond Guidelines* de l'ICMA (International Capital Market Association), cette émission d'obligations sociales hybrides est cohérente avec les engagements et la stratégie RSE (Responsabilité Sociale de l'Entreprise) du Groupe en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Le règlement-livraison est intervenu le 1er juin 2021, date à laquelle les obligations sociales hybrides sont admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 1 239 millions d'euros.

14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs)

Principes et méthodes comptables

OCEANEs (obligations convertibles à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes)

Les OCEANEs, dont la conversion se fait par la remise d'un nombre fixe d'actions contre un montant fixe de trésorerie (règle dite « fixe contre fixe »), donnent lieu à la comptabilisation d'une composante dette et d'une composante capitaux propres, conformément à la norme IAS 32.

Cette répartition reste constante, indépendamment de l'évolution de la probabilité d'exercice de l'option de conversion.

La composante dette est évaluée à la valeur actualisée des flux de trésorerie au taux d'une obligation similaire de marché sans option de conversion. La composante capitaux propres correspond, quant à elle, à la différence entre la juste valeur de l'instrument et celle de la composante dette.

Les frais d'émission sont affectés aux composantes dettes et capitaux propres de l'instrument dans les mêmes proportions que la répartition initiale.

Le 8 septembre 2020, EDF a 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. Ces obligations ont été comptabilisées pour un montant net de frais et d'impôt en « Emprunts et dettes financières » pour 2 389 millions d'euros et en « Capitaux propres » pour 126 millions d'euros. Ses principales caractéristiques sont présentées en note 18.3.2.2.

14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

14.6.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2021			31/12/2020	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Resultat net attribuable aux participations ne donnant pas le controle	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.	20,0 %	2 567	(307)	2 526	(91)
NNB Holding Ltd.	33,5 %	6 305	(39)	4 716	1
EDF Investissements Groupe SA	7,94 %	518	11	515	11
Luminus SA	31,4 %	381	(30)	400	(5)
Framatome	24,5 %	86	(22)	115	(26)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		**1 921**	**102**	**1 321**	**75**
TOTAL		**11 778**	**(285)**	**9 593**	**(35)**

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 Limited, holding de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

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 aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle 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 % dans ce groupe.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co. détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy et à 20 % par CGN, et 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 165 millions d'euros au 31 décembre 2021 (202 millions d'euros en 2020).

14.6.2 Principaux indicateurs financiers d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd.

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	25 784	23 317
Actifs courants	3 868	4 399
TOTAL ACTIF	**29 652**	**27 716**
Capitaux propres	12 837	12 630
Passifs non courants	16 352	14 741
Passifs courants	463	345
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**29 652**	**27 716**
Chiffre d'affaires	1 842	3 091
Résultat net	(1 535)	(455)
TOTAL DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**906**	**(735)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	84	982
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(420)	(380)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(11)	(335)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**585**	**329**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(347)	267
Incidence des variations de change	42	(11)
Autres incidences	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**279**	**585**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	2	68

14.7 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2021	2020
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 113	650
• *dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies*	*5 114*	*804*
• *dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession*	*(1)*	*(154)*
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(547)	(501)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**4 566**	**149**
• *dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action*	*4 567*	*303*
• *dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action*	*(1)*	*(154)*
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	2	1
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	**4 567**	**150**
• *dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action*	*4 568*	*304*
• *dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action*	*(1)*	*(154)*
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**3 138 060 309**	**3 106 323 609**
Effet des instruments dilutifs	222 574 780	9 149 131
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**3 360 635 089**	**3 115 472 740**
Résultats par action *(en euros)*		
RÉSULTAT PAR ACTION	**1,46**	**0,05**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**1,36**	**0,05**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1,46**	**0,10**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1,36**	**0,10**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**-**	**(0,05)**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**-**	**(0,05)**

EDF a procédé en date du 8 septembre 2020 à une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société, dites OCEANEs (voir note 18.3.2.2). Le calcul du résultat dilué par action tient compte de l'impact de la conversion des OCEANEs et de l'ajustement du ratio de conversion/échange suite aux augmentations de capital sur la période.

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par le fait que 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, sur la base d'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Ces estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le métier, éventuellement complétées par l'expertise 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 de calendrier de décaissements ou d'un événement 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 :

	31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 359	28 155	29 514	1 430	26 137	27 567
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 346	33 912	35 258	723	32 196	32 919
Provisions liées à la production nucléaire	**2 705**	**62 067**	**64 772**	**2 153**	**58 333**	**60 486**

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF *Note 15.1*	EDF Energy *Note 15.2*	Belgique *Note 15.3*	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	11 819	1 401	-	13 220
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	639	-	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	1 415	7	15 655
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2021	**26 052**	**3 455**	**7**	**29 514**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2020	**24 622**	**2 938**	**7**	**27 567**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	12 595	434	30 759
Provisions pour derniers cœurs	2 660	1 839	-	4 499
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2021	**20 390**	**14 434**	**434**	**35 258**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2020	**20 200**	**12 342**	**377**	**32 919**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2021	**46 442**	**17 889**	**441**	**64 772**
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2020	**44 822**	**15 280**	**384**	**60 486**

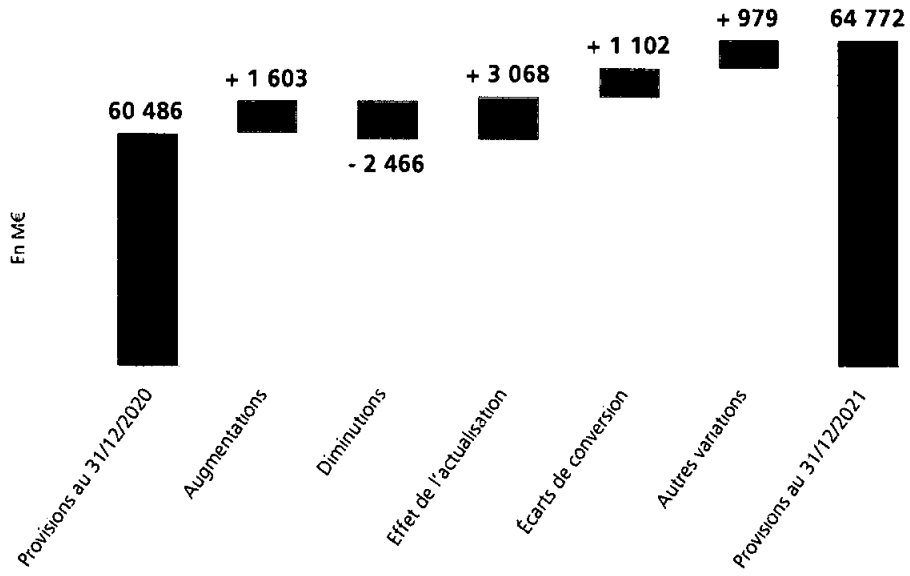
Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	12 608	1 205	(1 470)	601	90	186	13 220
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	546	4	-	38	39	12	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 413	132	(227)	932	82	323	15 655
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**27 567**	**1 341**	**(1 697)**	**1 571**	**211**	**521**	**29 514**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	28 036	262	(428)	1 397	750	742	30 759
Provisions pour derniers cœurs	4 883	-	(341)	100	141	(284)	4 499
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**32 919**	**262**	**(769)**	**1 497**	**891**	**458**	**35 258**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**60 486**	**1 603**	**(2 466)**	**3 068**	**1 102**	**979**	**64 772**
Dont part courante	2 153						2 705
Dont part non courante	58 333						62 067

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2021 s'explique notamment par :

- la baisse du taux d'actualisation réel de 10 bps en France, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 617 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 495 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) (voir note 15.1.1) ;
- l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe dont les effets au 1er janvier 2021 sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents), et en « Augmentations » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 15.1.1) ;
- la révision des hypothèses d'évaluation des passifs pour déconstruction des centrales nucléaires au Royaume-Uni dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de 1,2 milliard d'euros au titre des variations des provisions adossées à la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au Royaume-Uni (voir note 15.2.3).

Évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2021



6

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*	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	*15.1.1.1*	11 322	1 185	(1 282)	505	89	11 819
• *dont non liées au cycle d'exploitation*		*1 297*	*366*	*(15)*	*89*	*(11)*	*1 726*
• *dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006*		*1 076*	*42*	*(36)*	*54*	-	*1 136*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	*15.1.1.2*	13 300	126	(227)	854	180	14 233
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**24 622**	**1 311**	**(1 509)**	**1 359**	**269**	**26 052**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	*15.1.1.3*	17 489	262	(186)	649	(484)	17 730
Provisions pour derniers cœurs	*15.1.1.4*	2 711	-	-	83	(134)	2 660
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**20 200**	**262**	**(186)**	**732**	**(618)**	**20 390**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**44 822**	**1 573**	**(1 695)**	**2 091**	**(349)**	**46 442**
*Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006**		*43 746*	*1 531*	*(1 659)*	*2 037*	*(349)*	*45 306*
*Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006**		*1 076*	*42*	*(36)*	*54*	-	*1 136*

* *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'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 474 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2021 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 617 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe pour (1 016) millions d'euros au 1er janvier 2021 (voir note 1.4.1), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cet impact sur les provisions liées à la production nucléaire s'explique principalement par le décalage des flux de décaissement (effet d'actualisation sur les provisions), et intègre également une révision à la marge des devis pour prendre en compte l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les entreposages ou centres de stockage, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi.

Cette diminution des provisions liées à la production nucléaire de (1 016) millions d'euros est présentée :

- en « autres mouvements » pour (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- en « augmentation » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat.

Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021 pour les provisions adossées à des actifs pour 495 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui 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, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC 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.

15.1.1.1 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 traitées 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.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend 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 exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont 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, fixe 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 sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016-2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF a traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de ce contrat, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros a été comptabilisée et couvre l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission.

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), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MWe puis dans certaines tranches 1 300 MWe. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. L'exploitation sur 50 ans du palier 1 300 MWe – traduite dans les comptes au 30 juin 2021 avec la durée d'amortissement des tranches 1 300 MWe allongée de 40 ans à 50 ans – qui s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'uranium de retraitement Enrichi dans les réacteurs 1 300 MWe, et l'atteinte des jalons industriels significatifs de la reprise de la filière, notamment la mise en service de l'usine de vitrification des résidus de TENEX sur le second semestre 2021, permettent de confirmer que l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière sont dorénavant remplies. En conséquence, sur le plan comptable, une reprise partielle de la provision entreposage de l'uranium de retraitement a été effectuée, pour un montant de 476 millions d'euros, le montant de cette reprise étant assis sur un fonctionnement des tranches concernées sur 50 ans.

D'autre part, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle. 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 qui sera exploitée par EDF (voir plus bas) et dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage 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 et EDF en 2019, en lien avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site ORANO de La Hague (coût provisionné à ce titre à hauteur de 168 millions d'euros au 31 décembre 2020). Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE).

Les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme. Ce moindre recyclage a pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme. En conséquence, les provisions ont été augmentées en 2021 pour un montant de 362 millions d'euros en prenant en compte ces deux solutions industrielles, intégrant une perspective de capacités d'entreposage de l'ordre de 3 100 tonnes par rapport à la situation sans densification ni entreposage à sec.

Par ailleurs, la provision 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) ou à l'uranium issu du traitement, 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 d'un entreposage centralisé sous eau 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, 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. Elle a été suspendue le 3 février 2022 pour se donner le temps de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées, et se poursuivra du 20 juin 2022 au 8 juillet 2022.

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	31/12/2021	31/12/2020
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES – Morvilliers (ANDRA)	3 093	2 856
	FMA : CSA – Soulaines (ANDRA)		
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	394	365
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 746	10 079
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**14 233**	**13 300**

Déchets TFA et FMA

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 Soulaines, 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, 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 ;
- des avant-projets d'une installation d'entreposage et de découpe avant stockage des Tubes Guide de Grappes.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part a conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets TFA-FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockages, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvraient la porte à une évolution réglementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité. ». Les textes réglementaires (décrets du ministère de la Transition écologique) sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit les études engagées en vue de construire une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, en France et à l'étranger. 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.

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, mais du fait 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 Soulaines (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 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5e édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau Avant Projet Sommaire – APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

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).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

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.

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.

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.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a 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. Le groupe d'experts

mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

La revue de conception détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions fin 2020. 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.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base), précédemment prévue pour 2021, devrait désormais intervenir en 2022, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création, prévue aujourd'hui pour 2025. Les producteurs ont en revanche toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et l'objet d'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. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue début 2022.

Enfin, 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). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés).

Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions « reprise et conditionnement des déchets ».

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. À fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service.

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 deconstruction 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 principalement 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 Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix 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). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP de Chooz, 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 à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais la centrale présente 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 MWe de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au demantèlement, 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'echelle.

Concernant 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. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. À partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier. L'année 2021 a été marquée par l'évacuation complète du combustible de la tranche 1, la préparation de la décontamination du circuit primaire qui aura lieu en 2022 ainsi que par l'expédition des premiers déchets d'exploitation vers ICEDA et des parties supérieures des Générateurs de Vapeurs à la filiale Cyclife Sweden pour traitement, conformément aux objectifs des travaux et études du projet de préparation du démantèlement Fessenheim.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	-	(7)	396	(484)	12 680
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	262	(179)	253	-	5 050
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**17 489**	**262**	**(186)**	**649**	**(484)**	**17 730**

Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent notamment l'impact de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, compensé en partie par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MWe, 1 300 MWe et N4)

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 MWe) 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.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit, 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 MWe, 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.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation et de série 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 reacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des 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 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. 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 MWe 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 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 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). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MWe hors spécificité du site Fessenheim. Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré via une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 15,7 % pour l'ensemble du parc (19,5 % pour la tête de série 900 MWe).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a depuis donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, le séquencement des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté suite à l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MWe 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-demantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage

avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

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.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros$_{2021}$) de 2 tranches TTS 900 MWe (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MWe à comparer au 0,36 milliard d'euros de coût moyen 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) à Bugey, Saint-Laurent et 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 2e génération).

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. En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 15.1.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

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

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

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. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des Commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par le Groupe. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une legère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des 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.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique suite à l'arrêt des chantiers lors de la 1ère phase de confinement et suite à un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros suite à la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu – DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installation et le début de la phase de démantèlement ultime et assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC – atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix – a été réalisée sur la base d'études d'Avant-Projet Sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

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) a commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installation UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphenix 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 de EDF.

Au 31 décembre 2021, 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.

	31/12/2021	
(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	288	259
Réacteur à eau pressurisée REP – Fessenheim*	829	707
Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 478	3 136
Réacteur à eau lourde – Brennilis	323	284
Réacteur à neutrons rapides refroid au sodium – Superphenix à Creys Malville	534	479

* *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 0,88 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 télé-opérés 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 6,6 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 télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliard 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 MWe).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction 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 prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en 2024. Dans le cadre du nouveau scénario DCC, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 (contre 2047 précédemment) ;
- Réacteurs graphites Gaz – UNNG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu 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 seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets 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 2033 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;
- Creys Malville : 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 (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;
- 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. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). L'enquête publique a été lancée comme prévu le 15 novembre 2021 pour une durée de 7 semaines. L'avis du commissaire enquêteur est attendu mi-février 2022.

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, 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 de la 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 ») (voir note 17.3.1).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe au 1er janvier 2021 (voir note 1.4.1), les provisions pour dernier cœur évoluent peu.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

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 Occupat onal Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établ t à 3,46 % pour 2021. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qu dans son arrêté du 1er 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 2021 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [- 0,6 % ; 0,6 %] ([- 0,6 % ; 0,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [0,6 % ; 3,1 %] ([0,2 % ; 3,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,46 % (3,51 % à fin 2020) 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 des *spreads* d'obligations pris en compte aux 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 %) soit une hypothèse d'inflation de 1,7 % au 31 décembre 2021, en hausse de 50 points de base par rapport au 31 décembre 2020, qui reflète en particulier la hausse observée des points-morts d'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2021, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 3,3 % – l'augmentation étant liée notamment à celle de la courbe de taux souverains – et 1,2 % au 31 décembre 2020), soit un taux d'actualisation réel de 2,0 % au 31 décembre 2021 (2,1 % au 31 décembre 2020).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1er 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. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,80 % au 31 décembre 2021 (2,66 % au 31 décembre 2020).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2021, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,0 %.

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

	31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	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 usé	16 121	10 683	18 998	10 246
dont non liée au cycle d'exploitation	*3 282*	*1 726*	*2 727*	*1 297*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 779	14 233	35 580	13 300
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**52 900**	**24 916**	**54 578**	**23 546**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 479	12 680	19 693	12 775
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 718	5 050	7 400	4 714
Derniers cœurs	4 349	2 660	4 258	2 711
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**32 546**	**20 390**	**31 351**	**20 200**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE – Périmètre loi du 28 juin 2006		**45 306**		**43 746**

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	31/12/2021		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans*	Total
Gestion du combustible usé	7 846	8 275	16 121
dont non lié au cycle d'exploitation	*540*	*2 742*	*3 282*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 116	31 663	36 779
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**12 962**	**39 938**	**52 900**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	347	20 132	20 479
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 903	4 815	7 718
Derniers cœurs	262	4 087	4 349
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**3 512**	**29 034**	**32 546**

** 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 20 % et à 41 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 32 % et à 96 % pour la déconstruction.*

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

Le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

Pour l'exercice 2021

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		+ 0,10 %	- 0,10 %	+ 0,10 %	- 0,10 %
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE					
Gestion du combustible usé	11 859	(120)	124	102	(107)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	14 234	(472)	504	385	(413)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS COEURS					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	(291)	299	-	-
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	(88)	91	88	(91)
Derniers cœurs	2 660	(54)	55	-	-
TOTAL	**46 442**	**(1 025)**	**1 073**	**575**	**(611)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*34 276*	*(917)*	*963*	*515*	*(548)*

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 particuliers 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 1er 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 1er juillet 2020. Ces textes précisent notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui sont notamment des actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de 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).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans lesquels sont notamment les titres CTE, et les actifs immobiliers dans les actifs dédiés de 30 % à 15 %.

Depuis le décret du 1er 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 107 %. 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 marches 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.

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 13 106 millions d'euros au 31 décembre 2021 (10 422 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces FCPR sont constitués principalement de 16 fonds cotés pour 12 153 millions d'euros (au 31 décembre 2020, 13 FCPR cotés pour 9 742 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 (voir les actifs de rendement ci-dessous).

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).

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.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2021, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 8 626 millions d'euros, dont 7 908 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, pour une valeur de 3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, 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 Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France), 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 et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2021

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2020 (103,6 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021 (pour rappel, les dotations se sont élevées à 797 millions d'euros en 2020 conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 incombant à EDF). Au 31 décembre 2021, le taux de couverture des provisions est de 109,3 %.

L'année 2021 aura à nouveau été une année extrêmement favorable sur les marchés actions. En effet, la dynamique économique est restée très soutenue malgré les inquiétudes causées par l'apparition de plusieurs variants du virus de la Covid-19, compte tenu de la mise en place de campagnes de vaccination dans les pays développés ayant permis de limiter les effets de la crise sanitaire sur l'activité économique, ce qui a contribué à la performance des marchés actions.

Sur l'année, les indices actions ont fortement progressé sous l'effet de la très bonne performance du marché américain suivie par celle de l'Europe, les autres zones étant moins dynamiques. De manière moins habituelle, ce sont les méga-capitalisations qui ont progressé le plus dans toutes les zones à l'exception des pays émergents.

En lien avec la reprise économique, les marchés obligataires ont souffert de la remontée des taux. À titre d'exemple, les taux allemands à 10 ans ont progressé de + 0,4 % pour s'établir à - 0,2 % et les taux américains de + 0,6 % à 1,5 %. Cette hausse est cependant modérée compte tenu de la hausse de l'inflation. Les banques centrales ont néanmoins réussi à rassurer les marchés en insistant sur le caractère transitoire de ce phénomène et donc leur capacité à ne retirer que graduellement leurs politiques de soutien monétaire.

EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés, dans le domaine des compteurs électriques intelligents *via* un investissement complémentaire dans Energy Assets Group au Royaume-Uni (à pourcentage de participation inchangé), dans le secteur des télécoms en France avec une prise de participation minoritaire en consortium dans Orange Concessions (réseaux de fibre optique), dans des actifs immobiliers en France et en Allemagne *via* des participations minoritaires et dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2021 dans le résultat financier à hauteur de 2 739 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 1 218 millions d'euros en 2020.

Des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2021 en OCI à hauteur de (244) millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 62 millions d'euros en 2020.

Des retraits pour un montant de 389 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2021 (431 millions d'euros en 2020).

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 :

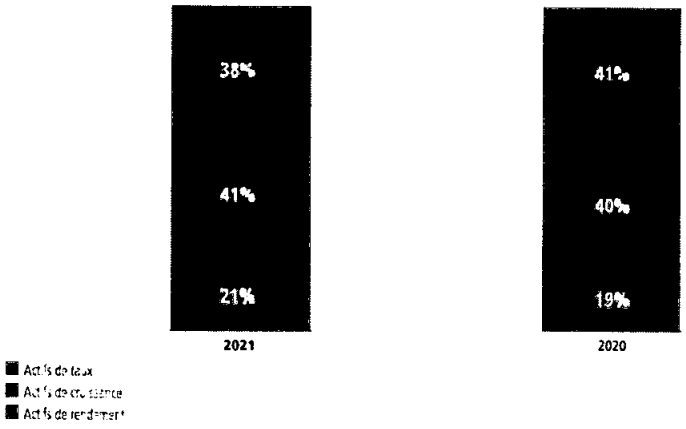
		31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		**5 626**	**7 908**	**4 677**	**6 420**
CTE	Participations dans les entreprises associées [1]	1 478	3 343	1 378	2 788
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées [2]	2 567	2 923	1 974	2 252
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets [3]	1 581	1 642	1 309	1 364
Dérivés	Juste valeur des dérivés	-	-	16	16
Actifs de croissance		**15 320**	**15 320**	**13 692**	**13 692**
Actions – parts d'OPC	Titres de dettes	14 815	14 815	13 174	13 174
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	519	519	330	330
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(14)	(14)	188	188
Actifs de taux		**14 226**	**14 226**	**13 736**	**13 736**
Obligations	Titres de dettes	13 007	13 007	12 371	12 371
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	199	199	155	155
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 016	1 016	1 185	1 185
Dérivés	Juste valeur des dérivés	4	4	25	25
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**35 172**	**37 454**	**32 105**	**33 848**

(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(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 1 457 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2021 par rapport à 2020 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)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 726	1 297
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	13 300
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	17 489
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	587	590
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**34 276**	**32 676**
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	**37 454**	**33 848**
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	**109,3 %**	**103,6 %**

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 109,3 %. 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 2021.

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 103,6 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

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 17 889 millions d'euros au 31 décembre 2021 ;
- 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 15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	1 286	20	(188)	96	90	97	1 401
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	546	4	-	38	39	12	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 106	6	-	78	82	143	1 415
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**2 938**	**30**	**(188)**	**212**	**211**	**252**	**3 455**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 170	-	(242)	739	750	1 178	12 595
Provisions pour derniers cœurs	2 172	-	(341)	17	141	(150)	1 839
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**12 342**	**-**	**(583)**	**756**	**891**	**1 028**	**14 434**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**15 280**	**30**	**(771)**	**968**	**1 102**	**1 280**	**17 889**

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 et la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'agissant des provisions pour déconstruction à hauteur de 1,2 milliard d'euros s'explique principalement par la décision d'arrêt immédiat de la centrale AGR de Dungeness B en juin 2021 (voir note 15.2.3).

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 conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. 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 1er juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué 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 101 millions d'euros au 31 décembre 2021 ;
- 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 après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, 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 2021.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* – DPS 20), correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible. Cette phase du DPS a été approuvée par la NDA en juin 2021.

En novembre 2021, EDF Energy a déposé auprès de la *Non-Nuclear Liabilities Assurance team* (NLA) une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (*Integrated Plan 22* – IP 22), qui a été approuvée en décembre 2021.

En février 2022, EDF Energy déposera la phase 2 du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* – DPS 21) au NLA qui couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

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 NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	**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 usé	2 725	1 401	2 318	1 286
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	2 154	639	1 875	546
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 126	1 415	3 724	1 106
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**10 005**	**3 455**	**7 917**	**2 938**

* *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 au Royaume-Uni. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* – DPS 20), correspondant à l'actualisation du devis d'évacuation du combustible. Cette actualisation a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2019

liée notamment à i) la prise en compte d'une extension de la durée des opérations de déchargement du combustible au travers de la modélisation des risques et aléas ii) une meilleure définition des coûts couverts et iii) une mise à jour de l'évaluation des coûts de préparation à l'évacuation du combustible suite à la revue du scénario industriel. Le NDA a approuvé cette phase du DPS en juin 2021.

En novembre 2021, EDF Energy a déposé auprès de la NLA une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (*Integrated Plan 22 – IP 22*). Cette actualisation conduit à une augmentation de la provision de 0,9 milliard d'euros par rapport à 2020. Cette augmentation est principalement expliquée par l'arrêt anticipé de Dungeness B en juin 2021 (précédemment prévu en 2028), entraînant notamment une augmentation de la durée d'évacuation du combustible (et des coûts afférents) du fait du caractère non planifié de cet arrêt.

Par ailleurs, en 2021, EDF Energy a réalisé une mise à jour des coûts relatif à la phase 2 du plan de déconstruction (DPS 21) qui couvre les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels. Cette mise à jour conduit à une augmentation des provisions de 0,2 milliard d'euros, qui intègre les effets à la hausse liés à l'arrêt anticipé de Dungeness B (prévu auparavant en 2028) et aux nouvelles hypothèses de dates de fermeture des centrales Heysham 2 et Torness planifiées en 2028 (précédemment en 2030), et à la baisse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B (centrale REP) au 31 décembre 2021. La phase 2 sera soumise à la NLA fin février 2022.

	31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	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	**19 864**	**12 494**	**18 175**	**10 069**

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

- Comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est dorénavant 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 %).

Le taux d'actualisation réel, en vision globale pour l'ensemble des provisions nucléaires d'EDF Energy ainsi déterminé est inchangé ; en particulier le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 1,9 %, identique au 31 décembre 2020.

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

En Belgique, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celles des fonds permettant de les couvrir. À 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 obligations présentées au passif sous forme de provisions et s'élevant à 272 millions d'euros au 31 décembre 2021 (265 millions d'euros au 31 décembre 2020) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée à l'actif du bilan consolidé en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 282 millions d'euros au 31 décembre 2021 (263 millions d'euros au 31 décembre 2020). 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 obligations au passif sous forme de provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

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.), à 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 cadre projeté à la date de départ et retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévus en fin de retraites déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les revalorisations 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 duration des engagements déterminés 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 inclut :

- 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 ou réductions 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 du 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 prestations déterminées selon les réglementations locales auxquelles sont soumis 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 régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg, EDF PEI et certaines filiales ou sous-groupes (Dalkia).

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er 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 défavorable ou défavorable au personnel du régime de droit commun non retracée 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 additionnels acquis par les agents à compter du 1er juillet 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. 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 calculée sur la base du coût de revient unitaire principalement déterminé 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 l'État ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, ou deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de veuve(f) 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 21 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droits prioritaires des agents décédés : indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension (plafonnée) 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 peuvent prétendre à une part statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité bénévolement, au cours des douze derniers mois de leur activité d'un total de 150 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte épargne temps retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, il existait au 1er janvier 2021 trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan BEGG (*British Energy Generation Group*), dont la plupart des affiliés sont salariés ou retraités de l'activité de production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*), mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite au transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des actifs de réseaux. Le plan EEGSG n'a pas accueilli depuis de nouveaux affiliés ;
- le plan EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation était ouverte aux nouveaux entrants jusqu'au 1er janvier 2021.

À compter du 30 juin 2021 ou du 31 décembre 2021, selon l'option prise par chaque salarié, ces trois régimes de retraite à prestations définies (EEBSG, EEGSG et EEPS) sont fermés et remplacés par un nouveau régime à cotisations définies appelé « *Key Retirement Plan* ».

En parallèle, les plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the EEPS* » (EDFG). Ce régime continuera d'exister pour les droits acquis jusqu'à la date de fermeture des précédents régimes. Les engagements correspondants seront mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne seront plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires.

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages octroyés aux salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale et 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.

16.1 Provisions pour avantages du personnel du groupe

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour avantages du personnel – part courante	792	879
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	21 716	22 130
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**22 508**	**23 009**

16.1.1 Décomposition de la 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 31/12/2020	**35 489**	**10 117**	**952**	**46 558**
Charge nette de l'exercice 2021	1 237	356	40	1 633
Écarts actuariels	110	(356)	7	(239)
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	3	1	4
Prestations versées [2]	(1 336)	(408)	(28)	(1 772)
Mouvements de périmètre	-	-	(57)	(57)
Écarts de conversion	-	698	-	698
Autres variations [4]	(64)	-	(5)	(69)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2021	**35 436**	**10 410**	**910**	**46 756**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2020	**(13 470)**	**(11 406)**	**(398)**	**(25 274)**
Charge nette de l'exercice 2021	(119)	(196)	(4)	(319)
Écarts actuariels	(287)	(859)	(22)	(1 168)
Cotisations versées aux fonds	-	(247)	(26)	(273)
Cotisations salariales	-	(3)	(1)	(4)
Prestations versées	465	408	7	880
Mouvements de périmètre	-	-	(2)	(2)
Écarts de conversion	-	(821)	-	(821)
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2021	**(13 411)**	**(13 124)**	**(446)**	**(26 981)**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2020 [2]	**22 019**	**(1 289)**	**554**	**21 284**
Charge nette de l'exercice 2021	1 118	160	36	1 314
Écarts actuariels	(177)	(1 215)	(15)	(1 407)
Cotisations versées aux fonds	-	(247)	(26)	(273)
Cotisations salariales	-	-	-	-
Prestations versées	(871)	-	(21)	(892)
Mouvement de périmètre	-	-	(59)	(59)
Écarts de conversion	-	(123)	-	(123)
Autres variations [4]	(64)	-	(5)	(69)
PASSIF NET AU 31/12/2021	**22 025**	**(2 714)**	**464**	**19 775**
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				*22 508*
Actifs financiers non courants [3]				*(2 733)*

(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 2020 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 23 009 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (1 725) millions d'euros soit un passif net de 21 284 millions d'euros.
(3) Au 31 décembre 2021, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG.
(4) Dont (67) millions d'euros relatifs a la modification de la méthode d'acquisition des droits (voir note 1.2.3).

Écarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2021

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2021 s'élèvent à (239) millions d'euros :

- dont 110 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour (3 099) millions d'euros,
  - la variation des écarts d'expérience pour (540) millions d'euros,
  - l'impact lié à l'accord ARRCO AGIRC pour 151 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour 3 598 millions d'euros ; et
- dont (356) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2020 s'élevaient à 3 293 millions d'euros :

- dont 2 356 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour 2 695 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (604) millions d'euros ; et
- dont 896 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation.

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2021

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2021 s'élèvent à (1 168) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (859) millions d'euros et en France de (287) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés obligataires.

Passif net au 31 décembre 2021

Le passif net au 31 décembre 2021 s'élève à 19 775 millions d'euros :

- dont 22 025 millions d'euros en France ;
- dont (2 714) 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 2 733 millions d'euros contre 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020. Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

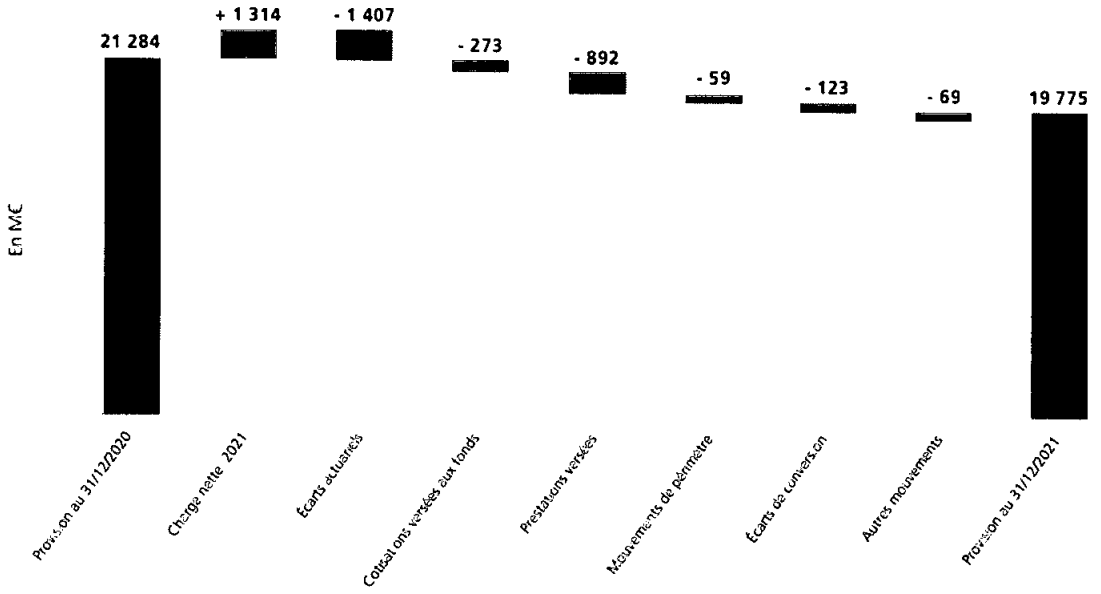
Évolutions au Royaume-Uni

Suite à la fermeture des régimes de retraite à prestations définies EEGSG, EEPS et BEGG remplacés par un nouveau régime à cotisations définies (voir principes et méthodes ci-dessus), la réévaluation du plan au 31 décembre 2021 s'est traduite par une diminution des engagements au titre de la réduction des coûts des services passés pour 35 millions d'euros, comptabilisée en « Charges de personnel ».

Par ailleurs, afin d'accompagner cette transition, les salariés bénéficient d'une prime individuelle de transition comptabilisée en « Charges de personnel » pour (82) millions d'euros.

L'évolution du passif net en 2021 est la suivante :

Évolution du passif net en 2021



16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

	France		Royaume-Uni	
(en %)	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs [1]	1,30 %	0,90 %	1,90 %	1,45 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,20 %	2,95 %	2,53 %
Taux d'augmentation des salaires [2]	2,80 %	2,30 %	2,70 %	2,37 %

(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 des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durat on, 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 de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations. La hausse du taux d'actual sation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 202*.

L'évolution des paramètres économiques et de marché util sés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 1,30 % au 31 décembre 2021 (0,90 % au 31 décembre 2020).

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.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

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 1,70 % au 31 décembre 2021 (1,2 % au 31 décembre 2020).

Les lois de salaires, ut lisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets except onnels), comparables aux évolutions de salaires constatées sur les derniers exercices.

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 rég me des IEG.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été 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.

	31/12/2021	
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	(1 785) / 1 939	(545) / 574
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	1 826 / (1 691)	552 / (492)
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 844 / (1 721)	n.a.

n.a : non applicable.

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

	2021			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(793)	(223)	(25)	(1 041)
Coût des services passés	-	35	-	35
Écarts actuariels – avantages à long terme	(123)	-	(6)	(129)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(916)**	**(188)**	**(31)**	**(1 135)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(321)	(168)	(9)	(498)
Produit sur les actifs de couverture	119	196	4	319
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(202)**	**28**	**(5)**	**(179)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 118)**	**(160)**	**(36)**	**(1 314)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(110)	356	(7)	239
Écarts actuariels sur actifs de couverture	287	859	22	1 168
Écarts actuariels	**177**	**1 215**	**15**	**1 407**
Écarts de conversion	**-**	**123**	**-**	**123**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**177**	**1 338**	**15**	**1 530**

	2020			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(663)	(262)	(28)	(953)
Coût des services passés	-	-	-	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	(146)	-	-	(146)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(809)**	**(262)**	**(28)**	**(1 099)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(432)	(194)	(11)	(637)
Produit sur les actifs de couverture	160	215	3	378
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(272)**	**21**	**(8)**	**(259)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 081)**	**(241)**	**(36)**	**(1 358)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(2 356)	(896)	(41)	(3 293)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 204	1 179	7	2 390
Écarts actuariels	**(1 152)**	**283**	**(35)**	**(903)**
Écarts de conversion	**-**	**(58)**	**1**	**(57)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(1 152)**	**225**	**(34)**	**(960)**

En 2021, les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme enregistrés au compte de résultat s'élèvent à 110 millions d'euros dont (129) millions au titre des avantages à long terme et 239 millions au titre des avantages postérieurs à l'emploi :

- dont 356 millions d'euros au Royaume-Uni ;
- dont (233) millions d'euros en France relatif pour (123) millions aux avantages à long terme et (110) millions au titre des engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi. Ces écarts actuariels sont liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation et des écarts d'expérience (voir note 16.1.2 et tableau ci-dessous).

Les écarts actuariels sur engagements générés en France en 2020 s'élèvent à (2 502) millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, de taux d'inflation et des écarts d'expérience.

Les écarts actuariels sur engagements en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	2021	2020
Variation liée aux écarts d'expérience	437	(355)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	1	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières*	(671)	(2 147)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**(233)**	**(2 502)**
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	*(110)*	*(2 356)*
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	*(123)*	*(146)*

* *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)	31/12/2021	31/12/2020
Participants en activité	18 463	20 477
Retraités	16 973	15 012
TOTAL ENGAGEMENTS	**35 436**	**35 489**

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	**33 813**	**(13 411)**	**20 402**
Dont :			
Retraites*	26 196	(12 620)	13 576
Avantage en nature énergie	4 925	-	4 925
Indemnités de fin de carrière	897	(776)	121
Autres	1 795	(15)	1 780
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2021	**1 623**	**-**	**1 623**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 362	-	1 362
Médailles du travail	230	-	230
Autres	31	-	31
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2021	**35 436**	**(13 411)**	**22 025**

* *Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2021).*

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2020	**33 893**	**(13 470)**	**20 423**
Dont :			
Retraites*	25 951	(12 671)	13 280
Avantage en nature énergie	5 294	-	5 294
Indemnités de fin de carrière	941	(784)	157
Autres	1 707	(15)	1 692
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2020	**1 596**	**-**	**1 596**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 339	-	1 339
Médailles du travail	225	-	225
Autres	32	-	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2020	**35 489**	**(13 470)**	**22 019**

* *Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2020).*

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 411 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 470 millions d'euros au 31 décembre 2020) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 67 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
ACTIFS DE COUVERTURE	**13 411**	**13 470**
Actifs pour régime spécial de retraite	**12 620**	**12 671**
Dont (en %)		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	34 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	66 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**776**	**784**
Dont (en %)		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	37 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	63 %
Autres actifs de couverture	**15**	**15**

Au 31 décembre 2021, 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 relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2021, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 63 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 37 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 64 % 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.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de 3 % en 2021.

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	1 305	1 297
De un à cinq ans	4 402	4 221
De cinq à dix ans	5 171	4 626
À plus de dix ans	41 036	25 292
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**51 914**	**35 436**

Au 31 décembre 2021, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 21,5 ans.

16.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy.

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Participants en activité	5 837	5 702
Retraités	4 573	4 415
TOTAL ENGAGEMENTS	**10 410**	**10 117**

16.3.2 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par le fond externalisé EDFG résultant de la fusion au 31 décembre 2021 des trois fonds BEGG, EEGSG et EEPS, dont la valeur actuelle s'élève à 13 124 millions d'euros au 31 décembre 2021 (11 406 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

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.

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs pour plan de retraite BEGG*	n.a.	8 585
Actifs pour plan de retraite EEGSG*	n.a.	1 585
Actifs pour plan de retraite EEPS*	n.a.	1 236
Actifs pour plan de retraite EDFG*	13 124	n.a.
ACTIFS DE COUVERTURE	**13 124**	**11 406**
Dont (en %)		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	10 %	11 %
Instruments de créances cotés (obligations)	60 %	61 %
Biens immobiliers	5 %	6 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	5 %	4 %
Autres	20 %	18 %

n.a. non applicable.

** En 2021, ces 3 plans ont été fermés puis fusionnés dans un seul régime nommé « EDF Group of the ESPS » (EDFG).*

Au 31 décembre 2021, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 58 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2021, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 76 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 24 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 76 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a augmenté de 5 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2020.

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	428	416
De un à cinq ans	1 847	1 769
De cinq à dix ans	2 598	2 289
À plus de dix ans	11 135	5 936
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**16 008**	**10 410**

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 23,3 ans au 31 décembre 2021.

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

		31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	*Notes*	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	*17.1*	95	1 872	1 967	120	1 744	1 864
Autres provisions	*17.2*	3 245	3 570	6 815	2 675	3 630	6 305
AUTRES PROVISIONS		**3 340**	**5 442**	**8 782**	**2 795**	**5 374**	**8 169**

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2021	770	123	188	443	443	1 967
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2020	772	128	172	412	380	1 864

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 2021 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 161 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (97 millions d'euros pour Framatome et 64 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés ont été 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 109 millions d'euros pour Framatome et 63 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 111 % pour Framatome et de 98 % pour Cyclife France (Cyclife ayant obtenu de l'autorité administrative le 22 novembre 2021 une prescription de revenir à un taux d'au moins 100 % pour la clôture 2022).

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements*	31/12/2021
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	801	236	(465)	-	-	13	585
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	166	3	(55)	(2)	(1)	1	112
Provisions pour litiges	392	68	(50)	(88)	1	4	327
Provisions pour contrats onéreux	1 890	267	(156)	(354)	1	3	1 651
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 192	1 957	(1 578)	(8)	-	9	1 572
Autres provisions pour risques et charges	1 864	1 343	(549)	(163)	2	71	2 568
TOTAL	**6 305**	**3 874**	**(2 853)**	**(615)**	**3**	**101**	**6 815**

* *Les autres mouvements comprennent principalement les effets de conversion liés à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.*

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de services :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes sur contrats de prestations de services liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

Le chiffre d'affaires et la marge sur 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 à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de Certificats d'énergie renouvelable, de Certificats d'Économies d'Énergie, par rapport aux obligations assignées (voir notes 5.4.3, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

Dans le cadre du dispositif de **Certificats d'énergie renouvelable**, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de Certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2021, une provision de 1 156 millions d'euros 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. 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 (SEQE-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. Il prévoit également d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus. Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2021, le volume des émissions s'élève à 17 millions de tonnes (19 millions de tonnes pour l'année 2020, incluant EDF Energy).

Les émissions réelles de gaz à effet de serre s'élèvent à 380 millions d'euros au 31 décembre 2021 (260 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant EDF Energy), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2021, 16 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2020 (21 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions réalisées en 2019, incluant EDF Energy).

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS – *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2021, le volume des émissions d'EDF Energy est de 2 millions de tonnes (3 millions de tonnes pour 2020) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 36 millions d'euros comptabilisés en provision (83 millions d'euros pour 2020).

EDF Energy a restitué en 2021, 3 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2020 (5 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 2019).

Autres provisions pour risques et charges

Ces provisions couvrent 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 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 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.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2021 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2019, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par un arrêt du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 202*, la Cour a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. En exécution de cette décision, la Société a décaissé 374 millions d'euros en juillet 2021 ainsi que 85 millions d'euros au titre des exercices 2014 et 2015. La Société a formé un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

Pour rappel, EDF avait inscrit dans ses comptes 2020 un passif d'impôt net d'un montant de 510 millions d'euros ramené à 4* millions d'euros à fin 2021 compte tenu notamment de ces décaissements.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a par ailleurs notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

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 annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. Cette décision n'entraîne aucune conséquence pour les comptes 2021, la Société se verra restituer sur 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés.

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.

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) ont eu pour conséquence, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement sur la base d'un nouveau tarif. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat PV. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

À la suite d'une question préjudicielle la Cour de justice de l'Union européenne a considéré le 15 mars 2017 que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituent une aide d'État mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission, ce qui la rend illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences.

Le 18 septembre 2019, par plusieurs arrêts de rejet intéressant tant Enedis qu'EDF, la Cour de cassation a jugée l'aide illégale car non notifiée et dès lors le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable. Depuis cette date, pour l'essentiel, la Cour de cassation confirme sa jurisprudence du 18 septembre 2019 et rejette les pourvois des producteurs fondés sur l'aide d'État.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance responsabilité civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la faute du GRD. À la suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique. Au regard de l'évolution favorable des dossiers devant la Cour de cassation, EDF et Enedis ont décidé de demander le « retrait du rôle » de ce dossier lors de l'audience du 17 février 202*, et ainsi suspendre la procédure pour fixer définitivement la liste des dossiers qui subsisteraient dans leur réclamation.

17.3.4 Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19 certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence 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.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la cour d'appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvu en cassation. Seul TotalEnergies demeure partie à l'instance.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1er juillet 2020, le président du tribunal de commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de commerce et dit n'y avoir lieu à référé rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement, 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 ne s'est pas pourvu en cassation.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à leur verser des dommages et intérêts représentant plusieurs dizaines de millions d'euros au total.

Les autres procédures sont en cours.

17.3.5 Edison

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours :

- Deux procédures administratives :
  - la province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Specialty 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, considéré 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 la Cour de Cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuit.

    Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics. En particulier, il a finalisé les mesures de prévention (couverture) des zones polluées, réactivé le système de pompage et de stockage des eaux peu profondes et réalisé de nouvelles inspections en profondeur des sols. La société également a récemment soumis au ministère de l'Environnement le dossier en vue de la première phase de l'assainissement de l'environnement concernant l'élimination et la gestion des déchets.

    Le 11 juin 2021, le Conseil d'État a publié un arrêt par lequel il a rejeté le recours du ministère de l'Environnement contre la décision du TAR des Abruzzes concernant l'annulation de l'attribution à la société belge Dec Deme du contrat intégré relatif aux interventions d'assainissement dans ces zones.

    Edison, qui avait déjà commencé les travaux susmentionnés pour sécuriser et assainir ces zones en vertu de la sentence du Conseil d'État d'avril 2020, discute actuellement de l'assainissement et de l'élimination des déchets relevant de sa compétence avec les organismes en charge.

  - par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le Tribunal administratif régional de Pescara, les procédures sont en cours. Dans l'attente du jugement, Edison a conclu un accord transitoire avec les propriétaires actuels pour la définition des modalités de reprise de la gestion des centrales existantes et des activités d'assainissement ;
- un 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.

  L'appel d'Edison devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence est maintenant en cours devant la Cour d'appel de Milan.

  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. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.
- une procédure civile : 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.

Mantoue - procédure environnementale et pénale

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 « decret 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'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours.

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 suite à l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

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 que 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 1er 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.

17.3.6 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Le groupe EDF fait actuellement l'objet de quatre procédures devant l'Autorité de la concurrence.

La première, relative aux pratiques commerciales d'EDF et de certaines de ses filiales sur les marchés de services énergétiques, fait suite à une plainte déposée le 17 octobre 2016 par la société Xélan. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. Cette procédure est toujours en cours d'instruction.

La deuxième procédure fait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham ont reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'Économie d'Énergie. Une décision de l'ADLC est attendue suite à la tenue d'une séance devant le collège de l'Autorité en novembre 2021.

La troisième procédure fait suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019. Elle porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Électricité de Strasbourg, ES Services énergétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une notification de griefs, à laquelle les entreprises ont répondu le 16 juillet 2021. La procédure contradictoire se poursuivra en 2022.

La quatrième procédure, relative à la politique de prix d'EDF pour ses offres de fourniture d'électricité aux clients non résidentiels dont la puissance de raccordement est inférieure à 36 kVa, fait suite à une plainte de la société Plüm Énergie en date du 14 septembre 2020. Cette plainte était assortie d'une demande de mesures conservatoires destinée à faire intervenir l'Autorité en urgence. Le 18 février 2021, l'Autorité a rejeté la demande de mesures conservatoires de Plüm. La procédure au fond est toujours en cours.

Enfin, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à son encontre par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie). 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 a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. La décision de l'Autorité est susceptible de faire l'objet d'un appel dans un délai d'un mois à compter de sa notification aux parties.

Si l'Autorité de la concurrence devait, au terme de son instruction au fond dans une de ces procédures, conclure à l'existence d'une pratique anticoncurrentielle, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière. En application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce, le montant maximum potentiel des sanctions s'élève à 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes du Groupe.

Une provision est comptabilisée à cet titre au 31 décembre 2021.

Note 18 Actifs et passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les **actifs financiers** comprennent les titres de capitaux propres (actions et titres de participations non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs (voir note 18.2) ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie (voir note 18.3).

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés soit 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 (voir note 18.2).

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 extinction. 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 comptabilisés au compte de résultat.

18.1 Actifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers sont composés de titres de dettes ou d'instruments de capitaux propres, 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 inscrits au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur **comptabilisation initiale**, les actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction directement liés à leur acquisition.

À chaque date d'arrêté, 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 gérés dans l'optique d'une intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) (voir note 18.7) ;
- 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 critères stricts contractuels du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion, et notamment 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** financiers 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 aux 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 financiers 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 (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 augmentation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « *investment grade* ». L'augmentation significative du risque de contrepartie peut, alors, conduire à restimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe intègre, 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 :

	31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	**Courant**	**Non courant**	**Total**	**Courant**	**Non courant**	**Total**
Titres en juste valeur en OCI recyclable	10 519	5 810	16 329	13 044	5 696	18 740
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	37	253	290	34	228	262
Titres en juste valeur en résultat	2 855	25 369	28 224	2 556	22 807	25 363
Titres de dettes ou de capitaux propres	**13 411**	**31 432**	**44 843**	**15 634**	**28 731**	**44 365**
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	20 061	-	20 061	5 038	-	5 038
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	4 522	5 388	9 910	1 625	3 814	5 439
Prêts et créances financières [*]	1 943	18 789	20 732	1 235	15 070	16 305
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**39 937**	**55 609**	**95 546**	**23 532**	**47 615**	**71 147**

[*] *Dont dépréciation pour (299) millions d'euros au 31 décembre 2021 ((432) millions d'euros au 31 décembre 2020).*

L'augmentation de la juste valeur positive des dérivés de transaction (+ 15,0 milliards d'euros) s'explique par la hausse 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 2021 et dans une moindre mesure avec l'augmentation 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 2 597 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 441 millions d'euros au 31 décembre 2020).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	31/12/2021				31/12/2020
(en millions d'euros)	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	6 299	-	24 714	31 013	28 398
Actifs liquides	9 927	-	2 810	12 737	15 028
Autres actifs*	103	290	700	1 093	939
TOTAL	**16 329**	**290**	**28 224**	**44 843**	**44 365**

* *Participations détenues dans des entreprises non consolidées.*

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Titres en juste valeur en OCI recyclable	18 740	(2 357)	(276)	7	178	37	16 329
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	262	6	16	1	1	4	290
Titres en juste valeur en résultat	25 363	(338)	3 200	55	15	(71)	28 224
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	**44 365**	**(2 689)**	**2 940**	**63**	**194**	**(30)**	**44 843**

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 :

	2021			2020		
(en millions d'euros)	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 resultat [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	(202)	-	42	224	-	162
Actifs liquides	(81)	-	21	(29)	-	13
Autres titres	-	15	-	-	(34)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES [3]	**(283)**	**15**	**63**	**195**	**(34)**	**175**

(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 (346) millions d'euros dont (244) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2021 et pour 20 millions d'euros dont 62 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2020.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2021.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Créances à recevoir du NLF	15 986	13 034
Autres prêts et créances financières	4 746	3 271
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**20 732**	**16 305**

Au 31 décembre 2021, 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 15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020), 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 d'EDF Energy pour un montant de 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir note 16.1.1),
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprés de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 282 millions d'euros au 31 décembre 2021 (263 millions d'euros au 31 décembre 2020) 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, principalement liés à des parcs en France, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, pour un montant de 525 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 382 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2020	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Prêts et créances financières	**16 305**	**137**	**943**	**(19)**	**1 140**	**2 226**	**20 732**

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation 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 financiers, 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)	31/12/2021	31/12/2020
Disponibilités	9 178	5 832
Équivalents de trésorerie	741	438
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**9 919**	**6 270**

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 198 millions d'euros au 31 décembre 2021 (242 millions d'euros au 31 décembre 2020) (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 :

	31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Emprunts et dettes financières	54 334	15 072	69 406	54 066	11 525	65 591
Dérivés de transaction – Juste valeur négative*	-	22 027	22 027	-	5 125	5 125
Dérivés de couverture – Juste valeur négative*	2 209	7 915	10 124	1 833	959	2 792
PASSIFS FINANCIERS	**56 543**	**45 014**	**101 557**	**55 899**	**17 609**	**73 508**

* *Voir note 18.7.*

L'augmentation de la juste valeur négative des dérivés de transaction (+ 16,9 milliards d'euros) s'explique par la hausse 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 2021 et dans une moindre mesure avec l'augmentation 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	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2020	50 196	3 297	6 571	4 307	1 220	65 591
Augmentations	1 867	938	4 135	764	119	7 823
Diminutions	(3 426)	(769)	(422)	(729)	(188)	(5 534)
Écarts de conversion	531	77	201	50	1	860
Mouvements de périmètre	-	148	(26)	(2)	-	120
Variations de juste valeur	74	1	(19)	-	-	56
Autres mouvements*	-	(2)	552	(53)	(7)	490
SOLDES AU 31/12/2021	**49 242**	**3 690**	**10 992**	**4 337**	**1 145**	**69 406**

* *Les autres mouvements comprennent le reclassement au 1er janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettées au sein des autres dettes financières, pour un montant de 281 millions d'euros ainsi que l'engagement de rachat de titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 267 millions d'euros (voir note 14.4.1).*

Les principales opérations réalisées sur 2021 concernant les **emprunts obligataires** sont :

- l'émission d'obligations sénior en novembre 2021 pour un montant brut de 1,8 milliard d'euros (voir note 18.3.2.2) ;
- les remboursements obligataires de 3,4 milliards d'euros intervenus sur la période dont 2,0 milliards d'euros en janvier 2021 et 1,4 milliard d'euros en avril 2021.

Au 31 décembre 2021, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 5 117 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 1 695 millions d'euros. Ces opérations 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	Dette liée à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2021
Émissions d'emprunts	1 867	938	4 135	-	3	6 943
Remboursements d'emprunts	(3 426)	(769)	(422)	(729)	186	(5 161)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2021, les principaux emprunts (hors *green bonds* et hors OCEANEs) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission*	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
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	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
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	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
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	5,60 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
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 %
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 %

* *Date de réception des fonds.*

Au 31 décembre 2021, les principaux *green bonds* (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire (*green bond*)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %

Le 23 novembre 2021, le Groupe a levé 1,75 milliard d'euros d'obligations senior à échéance au 29 novembre 2033 avec un coupon fixe de 1 %.

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs VERTES) dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCEANEs VERTES	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	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.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations était d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations. Lors de la distribution du dividende aux actionnaires d'EDF au titre de l'année 2020, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action Électricité de France par OCEANE à compter du 7 juin 2021. Puis, lors du versement de l'acompte sur dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action Électricité de France par OCEANE à compte du 2 décembre 2021.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

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 auprés des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 845	512	10 270	654	790	15 071
Entre un et cinq ans	11 039	1 877	335	2 071	122	15 444
À plus de cinq ans	35 358	1 301	387	1 612	233	38 891
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2021	**49 242**	**3 690**	**10 992**	**4 337**	**1 145**	**69 406**

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	**4 899**	**722**	**2 217**	**1 960**	**4 883**

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 2021

	31/12/2021				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	38 003	55 %	11 119	49 122	71 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	18 128	26 %	(12 910)	5 218	7 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 018	14 %	2 410	12 428	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 257	5 %	(619)	2 638	4 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**69 406**	**100 %**	**-**	**69 406**	**100 %**

Au 31 décembre 2020

	31/12/2020				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette aprés couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	36 241	55 %	11 798	48 039	73 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	16 735	26 %	(10 958)	5 777	9 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 996	15 %	537	10 533	16 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 619	4 %	(1 377)	1 242	2 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**65 591**	**100 %**	**-**	**65 591**	**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.

Dans le cadre de la réforme des taux interbancaire de référence (voir note 1.2.1), le montant des emprunts à taux variables indexés sur le LIBOR USD qui n'ont pas encore « basculés » s'élèvent à 224 millions d'euros avant incidence des instruments dérivés et à 17 millions d'euros après prise en compte de ceux-ci.

Au 31 décembre 2021

	31/12/2021				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	64 335	93 %	(15 434)	48 901	70 %
Emprunts à taux variable	5 071	7 %	15 434	20 505	30 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**69 406**	**100 %**	**-**	**69 406**	**100 %**

Au 31 décembre 2020

	31/12/2020				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	60 667	92 %	(15 217)	45 450	69 %
Emprunts à taux variable	4 924	8 %	15 217	20 141	31 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**65 591**	**100 %**	**-**	**65 591**	**100 %**

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

18.3.4 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Renouvelables auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée, notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, 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*.

Quatre emprunts d'un montant total de 1 150 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 2021 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

En 2019, EDF a signé 3 lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, avec respectivement BBVA, le groupe Crédit Agricole et la Société Générale CIB.

Ces trois facilités de crédit intégrant un mécanisme d'ajustement des coûts lié à trois indicateurs de la performance du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de sa flotte automobile.

Le 30 octobre 2020, EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit renouvelable de 200 millions d'euros dont le coût sera indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») du groupe EDF en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2 d'EDF, l'électrification de sa flotte automobile et l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (voir note 20.3.3).

Le 23 décembre 2021, EDF a annoncé la syndication d'une nouvelle facilité de crédit renouvelable de 1,5 milliard d'euros avec une maturité initiale de trois ans dont le coût sera indexé sur quatre indicateurs de performance (« KPI ») ESG du Groupe, et particulièrement sous l'angle de sa responsabilité sociale.

Cette nouvelle ligne de crédit à laquelle participent 9 banques relationnelles européennes et nord-américaines réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans la stratégie de financement d'EDF.

Au 31 décembre 2021, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 13 039 millions d'euros (11 110 millions d'euros au 31 décembre 2020) incluant 9 348 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**13 039**	**1 719**	**10 899**	**421**	**11 110**

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 conclue 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 directement (tel qu'un prix) ou indirectement (dérivé à partir 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 2021

(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	1 889	1 889	3	1 413	473
Titres de dettes	42 954	42 954	2 607	40 225	122
Dérivés de couverture	9 910	9 910	153	9 757	-
Dérivés de transaction	20 061	20 061	249	19 349	463
Équivalents de trésorerie	741	741	34	707	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**75 555**	**75 555**	**3 046**	**71 451**	**1 058**
Créances à recevoir du NLF	15 986	15 986	-	15 986	-
Autres prêts et créances financières	4 746	4 746	-	4 746	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**20 732**	**20 732**	**-**	**20 732**	**-**
Dérivés de couverture	10 124	10 124	4	10 120	-
Dérivés de transaction	22 027	22 027	322	21 216	489
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**32 151**	**32 151**	**326**	**31 336**	**489**
Emprunts et dettes financières	69 406	78 114	-	78 114	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**69 406**	**78 114**	**-**	**78 114**	**-**

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 2020

(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	1 563	1 563	24	1 121	418
Titres de dettes	42 802	42 802	2 423	40 337	42
Dérivés de couverture	5 439	5 439	59	5 372	8
Dérivés de transaction	5 038	5 038	289	4 057	692
Équivalents de trésorerie	438	438	343	95	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**55 280**	**55 280**	**3 138**	**50 982**	**1 160**
Créances à recevoir du NLF	13 034	13 034	-	13 034	-
Autres prêts et créances financières	3 271	3 271	-	3 271	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**16 305**	**16 305**	**-**	**16 305**	**-**
Dérivés de couverture	2 792	2 792	1	2 791	-
Dérivés de transaction	5 125	5 125	290	4 645	190
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**7 917**	**7 917**	**291**	**7 436**	**190**
Emprunts et dettes financières	65 591	75 680	-	75 680	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**65 591**	**75 680**	**-**	**75 680**	**-**

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 à la section 5.1.5 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Document d'enregistrement universel 2021.

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 et de commercialisation. 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 CO_2, 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 », en sont cependant 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 de commodités physiques 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'options 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 aussi 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 la juste valeur, sur la base de prix cotés et de données de marché, observables 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 réalisés par les intervenants de marché et prenant des données directement 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.

La mise en place des 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 que le risque ne satisfait plus aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire, est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques initialement mis en place 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 retenus et traités dans la comptabilité de couverture.

Le Groupe met en œuvre les typologies de couverture suivantes :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

Typologies 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 contrepartie 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 ces 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 laquelle les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de juste valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées directement dans les 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 des 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 ou du passif.

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 ayant pour 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.

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, lorsque ils couvrent la couverture économique des PCN et des call options 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 des 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*	31/12/2021	31/12/2020
Juste valeur positive des dérivés de couverture	*18.1.1*	9 910	5 439
Juste valeur négative des dérivés de couverture	*18.3.1*	(10 124)	(2 792)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**(214)**	**2 647**
Juste valeur positive des dérivés de transaction	*18.1.1*	20 061	5 038
Juste valeur négative des dérivés de transaction	*18.3.1*	(22 027)	(5 125)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**(1 966)**	**(87)**

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2021	31/12/2020
Instruments dérivés de couverture de taux	*18.7.2*	3 613	3 149
Instruments dérivés de couverture de change	*18.7.3*	407	(733)
Instruments dérivés de couverture de matières premières	*18.7.4*	(4 234)	231
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**(214)**	**2 647**
Instruments dérivés de transaction de taux	*18.7.2*	(27)	(25)
Instruments dérivés de transaction de change	*18.7.3*	(45)	4
Instruments dérivés de transaction de matières premières	*18.7.4*	(1 894)	(66)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**(1 966)**	**(87)**

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2021	31/12/2020
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		3 148	3 724
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		614	(1 738)
Sous-total	*19.2*	**3 762**	**1 986**
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(492)	6
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		(3 564)	170
Sous-total		**(4 056)**	**176**
Couverture de situations nettes à l'étranger		94	280
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		(14)	205
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**(214)**	**2 647**

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'intérêt (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 31/12/2021				Notionnel au 31/12/2020	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2021	31/12/2020
Payeur fixe/receveur variable	47	1 317	4 540	5 904	5 923	264	(144)
Payeur variable/receveur fixe	1 659	5 682	13 648	20 989	20 678	2 976	4 143
Variable/variable	-	1 021	1 413	2 434	2 308	69	3
Fixe/fixe	60	638	8 668	9 366	9 598	304	(853)
Swaps de taux	1 766	8 658	28 269	38 693	38 507	3 613	3 149
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**1 766**	**8 658**	**28 269**	**38 693**	**38 507**	**3 613**	**3 149**
Achats d'options	-	-	518	518	515	-	8
Swaps de taux	398	328	280	1 006	1 124	(27)	(33)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	**398**	**328**	**798**	**1 524**	**1 639**	**(27)**	**(25)**

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. A 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 2021

	Notionnel à recevoir au 31/12/2021				Notionnel à livrer au 31/12/2021				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2021
Change à terme	3 251	652	-	3 903	3 273	629	-	3 902	-
Swaps	23 421	6 506	17 195	47 122	23 362	6 311	16 921	46 594	406
Options	553	119	-	672	556	113	-	669	1
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**27 225**	**7 277**	**17 195**	**51 697**	**27 191**	**7 053**	**16 921**	**51 165**	**407**
Change à terme	7 003	7 872	-	14 875	6 982	7 772	-	14 754	84
Swaps	24 729	4 018	263	29 010	24 810	4 048	257	29 115	(128)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**31 732**	**11 890**	**263**	**43 885**	**31 792**	**11 820**	**257**	**43 869**	**(44)**

Au 31 décembre 2020

	Notionnel à recevoir au 31/12/2020				Notionnel à livrer au 31/12/2020				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2020
Change à terme	1 480	91	-	1 571	1 473	91	-	1 564	(1)
Swaps	20 394	6 891	16 368	43 653	20 090	6 933	17 152	44 175	(745)
Options	355	-	-	355	326	-	-	326	13
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**22 229**	**6 982**	**16 368**	**45 579**	**21 889**	**7 024**	**17 152**	**46 065**	**(733)**
Change à terme	3 389	6 490	-	9 879	3 380	6 491	-	9 871	4
Swaps	14 576	5 180	275	20 031	14 606	5 162	255	20 023	-
Options	10	-	-	10	11	-	-	11	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**17 975**	**11 670**	**275**	**29 920**	**17 997**	**11 653**	**255**	**29 905**	**4**

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 CO_2, 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 :

		31/12/2021					31/12/2020	
		Notionnels nets						
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(22)	(9)	-	(31)	(3 808)	(25)	35
Gaz	Millions de therms	738	205	-	943	(525)	2 131	102
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 763	9 334	-	14 097	166	9 610	18
CO_2	Milliers de tonnes	3 147	4 077	-	7 224	333	7 925	76
Charbon et fret	Millions de tonnes	-	-	-	-	-	(1)	-
INSTRUMENTS DERIVES DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES						**(4 234)**		**231**

Au 31 décembre 2021, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (4,2) milliards d'euros s'explique principalement par la hausse du *spread* prix de marché/prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture d'électricité, et dans une moindre mesure sur les instruments de couverture de gaz, compte tenu de la hausse des prix des commodités observée en 2021 et plus particulièrement en fin d'année.

Ces éléments expliquent également l'écart de juste valeur observée entre 2021 et 2020, qui concerne essentiellement les couvertures prises pour les secteurs France Production et Commercialisation, le Royaume-Uni et l'Italie.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

		31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(111)	(1 719)	(174)	(380)
Gaz	Millions de therms	47 423	680	(6 803)	310
Produits pétroliers	Milliers de barils	6 812	17	24 301	58
CO_2	Milliers de tonnes	(7 880)	(628)	3 355	(55)
Charbon et fret	Millions de tonnes	-	(48)	1	(7)
Autres matières premières		-	(146)	-	8
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			**(1 894)**		**(66)**

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 :

	2021			2020		
(en millions d'euros)	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 resultat 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	(38)	-	-	(24)	-	-
Couverture de change	2 684	720	(38)	(850)	51	13
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 078)	(435)	-	661	-	-
Couverture de matières premières	(7 356)	(2 138)	(2)	644	430	(14)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [3]	**(5 848)**	**(1 883)**	**(40)**	**431**	**481**	**(1)**

(1) +/(-) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.
(2) +/(-) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de (3 965) millions d'euros en 2021 (et de (50) millions d'euros en 2020).

Elle s'explique en 2021 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (673) millions d'euros (montant de 661 millions d'euros en 2020) et des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de (3 292) millions d'euros (montant de (711) millions d'euros en 2020) – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2021 pour (2 198) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (1 242) millions d'euros, principalement sur le secteur Royaume-Uni et France – Activités de production et commercialisation ;
- de gaz pour (938) millions d'euros, sur le secteur France – Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ; et
- les autres couvertures pour (18) millions d'euros.

18.7.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Un actif financier et un passif financier ne sont être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et si elle entend soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2021

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	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	29 971	3 948	70 140	(44 117)	26 023	(1 645)	(8 309)	16 069
Juste valeur des dérivés – passif	(32 151)	(5 316)	(70 952)	44 117	(26 835)	1 645	5 996	(19 194)

Au 31 décembre 2020

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	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	10 477	2 956	11 091	(3 570)	7 521	(1 672)	(2 797)	3 052
Juste valeur des dérivés – passif	(7 917)	(2 927)	(8 560)	3 570	(4 990)	1 672	568	(2 750)

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 2021

		2021			
(en millions d'euros)	*Notes*	Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					5 113
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres [1]	8.3	(2 804)	776	3	(2 025)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	215	(66)	-	149
Pertes de valeur [2]		872	(177)	(87)	608
• *dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles*	*10.8.1 et 10.8.2*	*653*	*(177)*	*(87)*	*389*
• *dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises*	*12.3*	*219*	-	-	*219*
Autres éléments		1 054	(152)	(30)	872
• *dont autres produits et charges d'exploitation*	*7*	*1 123*	*(220)*	*(30)*	*873*
• *dont réévaluation fiscale des actifs en Italie*		-	*(103)*	-	*(103)*
• *dont hausse du taux d'impôt Royaume-Uni*	*9.2*	-	*359*	-	*359*
• *dont reconnaissance d'impôts différés actifs aux États Unis*	*9.2*	-	*(191)*	-	*(191)*
• *autres*		*(69)*	*3*	-	*(66)*
RÉSULTAT NET COURANT					4 717

(1) Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

(2) En 2021, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation des actifs de la centrale de Dungeness pour un montant de (445) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à 4 717 millions d'euros à fin décembre 2021, en hausse de 2 748 millions d'euros par rapport à 2020.

Au 31 décembre 2020

		2020			
(en millions d'euros)	*Notes*	Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					650
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres*	8.3	(1 248)	377	(2)	(873)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	175	(51)	-	124
Pertes de valeur		1 111	(156)	(111)	844
• *dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles*	*10.8.1 et 10.8.2*	*799*	*(156)*	*(102)*	*541*
• *dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises*	*12.3*	*195*	-	*(6)*	*189*
• *dont actifs E&P Edison (application IFRS 5)*	*3.2.2*	*117*	-	*(3)*	*114*
Autres éléments		809	414	1	1 224
• *dont autres produits et charges d'exploitation*	*7*	*487*	*(153)*	*1*	*335*
• *dont contentieux fiscaux*	*9.2*	-	*537*	-	*537*
• *dont changement de taux d'impôt au Royaume-Uni*	*9.2*	-	*121*	-	*121*
• *dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France*	*10.3*	*250*	*(80)*	-	*170*
• *autres*		*72*	*(11)*	-	*61*
RÉSULTAT NET COURANT					1 969

* *Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.*

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*	31/12/2021	31/12/2020
Emprunts et dettes financières	*18.3.2*	69 406	65 591
Dérivés de couvertures des dettes	*18.7.1*	(3 762)	(1 986)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*18.2*	(9 819)	(6 270)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	*18.1.2*	(12 737)	(15 028)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	*3.2.1*	-	(17)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**42 988**	**42 290**

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 42 988 millions d'euros à fin décembre 2021 (42 290 millions d'euros à fin décembre 2020). Le ratio d'endettement financier net sur EBE du Groupe s'élève à 2,39 à fin décembre 2021.

Note 20 Développement durable et climat

Introduction et contexte

Depuis l'adoption de sa raison d'être en mai 2020, « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants » et en cohérence avec sa stratégie CAP2030, le Groupe a révisé l'architecture de ses Engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE). Ainsi, seize engagements construits autour de quatre enjeux : neutralité carbone et climat, préservation des ressources de la planète, bien-être et solidarités et développement responsable ont été définis. Cette grille d'analyse RSE s'applique à tous les projets en phase d'engagement afin d'assurer qu'ils soient en cohérence avec la raison d'être du Groupe.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au changement climatique et au développement durable, au travers, comme présenté ci-après, de la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, de financement durable, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, et d'autre part via les modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Au niveau réglementaire, l'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020-852 du 18 juin 2020 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. Applicable à compter du 31 décembre 2021, ce règlement prévoit la publication par les groupes soumis à la déclaration de performance extra-financière (DPEF) dont le groupe EDF, de trois nouveaux indicateurs : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement et des dépenses opérationnelles associées à des activités économiques qualifiées dans un premier temps d'éligibles, puis dans un second temps d'alignées, à la Taxonomie européenne. Les textes applicables au 31 décembre 2021 ne couvrent pas une activité prépondérante du Groupe, qui est la production d'électricité à partir d'origine nucléaire ; ils ne couvrent pas non plus les activités liées au gaz naturel. Une proposition de texte d'acte délégué spécifique au nucléaire et au gaz, débattue depuis de nombreux mois, a été envoyée aux 27 États de l'Union européenne le 31 décembre 2021, avec un délai de consultation qui s'est achevé le 21 janvier 2022. Le texte définitif publié le 2 février 2022, doit faire l'objet d'une approbation ou d'un rejet par le Parlement Européen dans un délai de quatre mois.

Les résultats des travaux conduits par le Groupe relatifs à l'élaboration de ces trois indicateurs sont présentés de manière détaillée dans la section 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le document d'enregistrement universel 2021.

20.1 Dépenses réglementaires

Les cadres réglementaires et principes comptables relatifs aux dispositifs des droits d'émission de gaz à effet de serre, des Certificats d'énergie renouvelables et des Certificats d'Économie d'Énergie sont présentés respectivement en notes 5.4.3, 10.2 et 17.2.

20.1.1 Droits 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 droits 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 (110 € par tonne de CO_2 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]. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, le 14 juillet dernier, un ensemble de propositions législatives *Fit for 55*, visant à rapprocher l'Union européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO_2 d'au moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. À l'issue d'un processus de négociation, au sein des institutions européennes, qui devrait durer entre 12 et 18 mois, le système des quotas devrait évoluer.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2021, le volume des émissions s'élève à 17 millions de tonnes (19 millions de tonnes pour l'année 2020, incluant EDF Energy).

(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*.

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 380 millions d'euros au 31 décembre 2021 (260 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant EDF Energy), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2021, 16 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2020 (21 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 2019, incluant EDF Energy).

Dispositif britannique (UK-ETS)

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume-Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS – *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2021, le volume des émissions d'EDF Energy est de 2 millions de tonnes (3 millions de tonnes pour 2020) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 36 millions d'euros comptabilisés en provision (83 millions d'euros pour 2020).

EDF Energy a restitué en 2021, 3 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2020 (5 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 2019).

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (Certificats verts)

Afin de favoriser l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre de l'Union européenne s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. 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 centrales à énergies renouvelables et achetés par 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'intégration du coût des certificats dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- l'obligation de restituer un volume de Certificats d'énergie renouvelable en fonction du niveau des ventes aux clients (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique).

Le mécanisme des Certificats d'énergie renouvelable 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 2021, une provision de 1 156 millions d'euros 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. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, celui-ci est toujours concerné par le dispositif.

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 développées par la législation, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

En France, la loi 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. 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 ».

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat) (voir note 5.4.3). La 4e période d'obligation (2018 - 2021) s'est achevée le 31 décembre 2021. Le décret n° 2021-712 relatif à la 5e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021.

Malgré le fort relèvement en 4e période du niveau d'obligation d'économies d'énergie, le groupe EDF est en ligne pour réaliser son obligation d'ici l'arrêté des comptes CEE par l'administration au titre de cette quatrième période et même démarrer la 5e période (1er janvier 2022- 31 décembre 2025) avec de l'avance en stock. 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 2021 la réalisation de 222 000 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.

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs. 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 notes 15 et 17.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelables et pour Certificats d'Économie d'Énergie (CEE). En 2021, les provisions liées aux dispositifs environnementaux s'élèvent à 1 572 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 192 millions d'euros au 31 décembre 2020), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux tels que le litige sur le complexe industriel Ausimont SpA ; ces passifs sont détaillés dans la note 17.3.

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 lequel 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 (voir note 10.8).

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, ou encore en Belgique et de façon désormais très marginale en Angleterre (depuis la cession de West Burton B en 2021, voir note 3.1). La valeur nette comptable des actifs concernés est de 5,0 milliards d'euros au 31 décembre 2021, dont 4,1 milliards d'euros en France et 0,8 milliard d'euros en Italie.

En France continentale, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT ; TAC ; Charbon – représentant une valeur nette comptable de 1,9 milliard d'euros) a représenté en 2021 environ 2,59 % 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.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la centrale charbon du Havre (0.6 GW) a été fermée le 1er avril 2021 (voir note 10.3) et, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard.

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc permettant d'en réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO_2 de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne.

Dans les territoires insulaires, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul (valeur nette comptable de 2,2 milliards d'euros) et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et des renouvelables. Dans les territoires où la PPE le prévoira, EDF envisage d'exploiter de nouvelles centrales qui fonctionneront à la biomasse liquide ou de convertir ses centrales existantes au bioliquide.

En Italie, le parc thermique d'Edison est constitué de 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 initié en 2019 la construction du premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MWe) et en 2020 la construction d'un projet *greenfield* de 760 MWe à Presenzano (en Campanie), utilisant la même technologie, et à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) et qui devraient respectivement être mises en service en 2022 et 2023.

20.3 Financement durable

20.3.1 Green Bonds

Depuis 2013, le Groupe a procédé à six émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent de 8,7 milliards d'euros afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables et a consacré ces dernières années environ 2,5 milliards d'euros par an aux investissements dans ce domaine.

Après deux émissions destinées à financer 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'emission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a 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.

Le 8 septembre 2020, EDF a émis des obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société (OCEANEs VERTES) à échéance 2024 pour un montant nominal d'environ 2,4 milliards d'euros.

Le 23 novembre 2021, le Groupe a levé 1,75 milliard d'euros d'obligations senior à échéance 2033 avec un coupon fixe de 1 %.

Les *Green Bonds* sont comptabilisés dans les emprunts du Groupe, voir note 18.3.2. L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF font l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, voir partie 6.7 du Document d'enregistrement universel.

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 avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1er juin 2028.

Les fonds levés seront dédiés aux financements de projets éligibles tels que définis dans *le Social Bond Framework* du groupe EDF. Ces projets comprennent les 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. Pour se qualifier pour un financement une PME doit satisfaire trois critères : (1) un effectif de moins de 250 personnes (2) un chiffre d'affaires annuel inférieur à 50 millions d'euros ou un total de bilan inférieur à 43 millions d'euros (3) une participation au capital de la PME par un groupe égale ou inférieure à 25 %. La condition (3) rend la définition d'EDF plus stricte que celle de l'Union européenne.

La conformité du *Social Bond* Framework aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par S&P Global dans une Second Party Opinion publié en mai 2021. Le programme *social bond* d'EDF est cohérent avec les objectifs du Groupe et sa Responsabilité Sociale de l'Entreprise en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Un *reporting* d'impact provisoire de ces investissements a été publié sur le site Internet du groupe EDF le 10 novembre 2021.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales émises par EDF font l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, voir partie 6.8 du Document d'enregistrement universel 2021.

Ces obligations sociales hybrides à durée indéterminée sont comptabilisées en capitaux propres (voir note 14.4).

20.3.3 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Engagé en matière de responsabilité sociétale des entreprises (RSE), le groupe EDF prône le renforcement du lien entre ses performances extra-financières et sa stratégie de financement.

Les lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement.

EDF dispose d'un crédit syndiqué « vert » avec plus de 20 banques de 4 milliards d'euros en intégrant un mécanisme d'ajustement de sa marge en fonction des performances du Groupe sur trois KPIs : les émissions directes de CO_2, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation et l'électrification de sa flotte automobile.

EDF a également signé en décembre 2021 une nouvelle facilité de crédit renouvelable « sociale » de 1,5 milliard d'euros avec 9 banques avec une maturité initiale de trois ans (voir note 18.4). Le coût sera indexé sur quatre KPI axés transition juste et inclusive d'EDF, en faveur de toutes ses parties prenantes y compris les salariés, les clients, les fournisseurs et les communautés où le Groupe s'implante.

De plus, fin 2021 le Groupe a signé 15 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG (avec un mécanisme d'ajustement du coût en fonction de la performance du Groupe sur certains KPIs ou d'une note par une agence de notation extra-financière) pour un montant total de 3,84 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2021, les lignes de crédit renouvelables non tirées indexées (y compris les facilités de crédit syndiqués) sur les critères ESG représentent plus de 9,3 milliards d'euros, soit 72 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4).

Les indicateurs de performance choisis traduisent les principaux engagements environnementaux du groupe EDF dont notamment la réduction de 50 % des émissions de gaz à effet de serre (CO_2) à l'horizon 2030, la fermeture des centrales charbon en France et au Royaume-Uni en vue de la neutralité carbone en 2050 et l'électrification de la totalité de la flotte automobile du groupe EDF également à l'horizon 2030. L'attention mise sur les outils de suivi de la consommation souligne la volonté du Groupe de fournir les solutions énergétiques à ses clients adaptées à leurs besoins.

20.4 Investissements décarbonés

En 2021, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 18,3 milliards d'euros composé pour 17,6 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,7 milliard d'investissements financiers bruts.

En 2021, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2020), dont 50 % d'investissements dans le secteur nucléaire (51 % en 2020). Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la Taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2021 sont de 40 % (43 % au 31 décembre 2020 selon la méthode définie sur la base du rapport TEG de mars 2020), incluant notamment les investissements dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien) et dans certains services énergétiques (se référer à la section 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2021).

Également, au travers de ses participations dans les nouvelles activités, EDF est acteur de la transition énergétique. La nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP), créée en 2021, a pour mission de faire émerger et développer de nouveaux leviers de croissance pour le groupe EDF. Pour cela, elle s'appuie notamment sur l'investissement 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). Ces dispositifs existaient sous d'autres formes auparavant et depuis une dizaine d'années, plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, en 2019, 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 (37,5 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2021), avec la mise en place d'une charte d'investisseur responsable, 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.

20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

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 2021, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 661 millions d'euros. 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.

Les principes et méthodes comptables de la R&D sont présentés en note 10.2.

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 dont l'objet effectives en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le [illegible] 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 notamment 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** : les 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 confiées à un tiers extérieur.

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 recréation 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 2021 plus de 55 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 »). Il s'agit d'équipement de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

Mobilisation vis-à-vis des salariés et électrification de la flotte de véhicules

En lien avec ses ambitions en faveur de l'environnement et du climat, le Groupe sensibilise et forme ses salariés aux enjeux liés à l'environnement et au développement durable. En 2021, l'offre de formation « Environnement – Développement durable » réunissant des formations relatives au *management* de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales, a permis à 3 593 salariés d'EDF SA de bénéficier de 24 683 heures de formation.

En outre, le déploiement à l'échelle du Groupe de l'atelier pédagogique et collaboratif « La fresque du climat », animé en présentiel et en ligne par des salariés volontaires, formés en interne, a permis de sensibiliser 22 000 salariés aux enjeux du dérèglement climatique.

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. À fin 2021, sa flotte de véhicules légers, actuellement de près de 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 17,3 % (plus de 7 750 véhicules électriques, soit plus de 2 100 véhicules électriques de plus qu'à fin 2020). À 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 2021, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente 20 % des critères d'intéressement d'EDF SA et 10 % des critères d'intéressement d'Enedis pour leurs propres flottes.

Note 21 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2021. 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*	31/12/2021	31/12/2020
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	*21.1.1*	54 268	42 235
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	*21.1.2*	16 996	16 494
Engagements donnés liés aux opérations de financement	*21.1.3*	5 837	5 536
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**77 101**	**64 265**

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)	31/12/2021	31/12/2020
Engagements d'achats de combustible et d'énergie*	37 908	24 715
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	16 047	17 151
Engagements de location en tant que preneur	313	369
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**54 268**	**42 235**

* *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 2021, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2021					31/12/2020
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés [1]	24 557	4 495	6 871	4 882	8 309	10 574
Achats d'autres énergies et de matières premières [2]	346	82	159	105	-	308
Achats de combustible nucléaire	13 005	1 585	5 620	4 337	1 463	13 833
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**37 908**	**6 162**	**12 650**	**9 324**	**9 772**	**24 715**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 487 millions d'euros au 31 décembre 2021 (533 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(2) 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 2021 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 s'explique principalement par la hausse de 12 milliards d'euros des engagements d'achats chez EDF Energy compte tenu de l'effet de l'augmentation des prix moyens de l'électricité et des volumes engagés, notamment suite à la signature du contrat d'achat d'électricité de 15 ans avec RWE (électricité d'origine renouvelable qui sera produite à la mise en service du parc éolien *offshore* Sofia au large des côtes britanniques). Par ailleurs, l'augmentation des engagements d'achats pour 2 milliards d'euros chez EDF et Luminus s'expliquent par la hausse des volumes et des prix contractuels sur l'année.

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 s'élèvent à 54 TWh pour l'exercice 2021 (59 TWh pour 2020), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2020), 25 TWh au titre de l'éolien (31 TWh pour 2020), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2020) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2020).

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 utilisé 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 2021, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	137	14	48	76	124
EDF	23	2	7	14	26

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 13,4 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles variant entre 1 et 23 ans.

Le contrat avec l'Algérie a été renouvelé en 2019 pour 1 milliard de mètres cubes par an jusqu'à 2027. Le contrat à long terme de gaz provenant de la Russie s'est terminé en 2019, et Edison a signé un nouveau contrat pour 1 milliard de mètres cubes pour l'année 2020, 2021 puis pour l'année 2022.

EDF a conclu un contrat d'importation de GNL en provenance des USA, pour une fourniture de 0,7 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.

En 2020, EDF a signé un nouveau contrat en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes.

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 a été comptabilisée.

Autres engagements et risques

Edison a conclu un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an) dont la livraison ne commencera qu'à partir de 2023.

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2021, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	8 693	3 019	2 270	3 404	9 185
Engagements sur achats d'exploitation [1]	7 173	4 069	2 433	671	7 720
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	181	46	73	62	246
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION [2]	**16 047**	**7 134**	**4 776**	**4 137**	**17 151**

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 928 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 714 millions d'euros au 31 décembre 2020).

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 2021 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 la suppression de la garantie octroyée par le Groupe au titre du différentiel d'évaluation des engagements de retraites au Royaume-Uni entre la méthode utilisée par les Trustees et celle prescrite par la norme IAS 19, suite à la renégociation des accords signés le 31 décembre 2021 et qui ont été mis en œuvre en janvier 2022, ainsi que par les nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis) et la mise en place par Edison et Framatome de nouvelles garanties dans le cadre de leur activité opérationnelle.

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)	31/12/2021	31/12/2020
EDF Renouvelables	3 024	2 447
Edison	1 882	1 657
EDF	1 228	2 496
Framatome	1 087	573
EDF Energy	571	1 055
Autres entités	901	957
TOTAL	**8 693**	**9 185**

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
EDF	3 300	3 524
Framatome	1 399	1 659
Enedis	794	845
EDF Renouvelables	544	391
EDF Energy	381	591
Autres entités	695	710
TOTAL	**7 173**	**7 720**

21.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2021, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	**313**	**55**	**146**	**112**	**369**

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 2021 s'établit à 204 millions d'euros (191 millions d'euros au 31 décembre 2020) ;
- 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 2021 s'établit à 109 millions d'euros (178 millions d'euros au 31 décembre 2020).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2021, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 515	8 566	6 521	418	15 625
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	929	84	734	111	716
Autres engagements donnés liés aux investissements	152	128	34	-	153
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT*	**16 996**	**8 778**	**7 089**	**529**	**16 494**

* *Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 194 millions d'euros au 31 décembre 2021 (212 millions d'euros au 31 décembre 2020).*

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)	31/12/2021	31/12/2020
EDF	4 109	4 284
EDF Energy	6 346	5 966
Enedis	2 568	2 461
EDF Renouvelables	1 431	1 369
Framatome	520	462
Autres entités	931	1 083
TOTAL	**15 905**	**15 625**

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique par une hausse des engagements d'EDF Energy (principalement effet de la forte appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro), d'Enedis (augmentation des engagements d'achats de matériel électrique et baisse des engagements liée à la fin du déploiement généralisé des compteurs Linky) et d'EDF Renouvelables (développement de nouveaux projets en Amérique, au Royaume-Uni et en France compensé par l'avancement et la mise en service de parcs solaires et éoliens, notamment aux États-Unis). Par ailleurs, la baisse des engagements chez Edison est liée à l'avancement de la construction des deux centrales électriques à cycle combiné de dernière génération à Presenzano et Marghera Levante.

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent Luminus.

Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui définit 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 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 19 décembre 2018, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI 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 2025.

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 2021, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

La hausse des engagements sur acquisition d'actifs financiers est notamment liée à la souscription d'EDF, à parts égales avec l'État, dans le fonds d'investissement « Fonds France Nucléaire » pour un montant de 50 millions d'euros chacun et qui a pour cible un investissement total de 200 millions d'euros à horizon 2023.

Le « Fonds France Nucléaire » a pour objectif de réaliser des investissements destinés à accompagner la croissance des PME et des ETI de la filière nucléaire et s'inscrit au sein du plan « France Relance », dans lequel l'État consacre 470 millions d'euros à la filière nucléaire sur différents volets liés aussi bien à la modernisation de l'outil industriel et au renforcement des compétences qu'à la recherche et développement.

Par ailleurs, Framatome a finalisé le 8 novembre 2021 l'acquisition de l'activité contrôle-commande et instrumentation (I&C) de Rolls-Royce Civil Nuclear (voir note 3.1).

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2021 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge d'un aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2021 sont les suivants :

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 986	1 739	474	1 773	4 179
Garanties financières données	1 265	30	668	567	949
Autres engagements donnés liés au financement	586	478	31	77	408
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT*	**5 837**	**2 247**	**1 173**	**2 417**	**5 536**

* *Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 1 597 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 156 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.*

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.

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*	31/12/2021	31/12/2020
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation [1]	*21.2.1*	9 065	8 108
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	*21.2.2*	609	132
Engagements reçus liés aux opérations de financement	*21.2.3*	18	31
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS [2]		**9 692**	**8 271**

(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 2021 sont les suivants :

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	≤ 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	661	116	309	236	711
Engagements sur ventes d'exploitation	6 360	1 704	3 372	1 284	5 903
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 991	1 112	274	605	1 444
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	53	25	16	12	50
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**9 065**	**2 957**	**3 971**	**2 137**	**8 108**

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2021, le Groupe bénéficie à hauteur de 661 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) et 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 3,5 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 150 TWh depuis le 1er janvier 2020 (voir note 23).

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	≤ 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**609**	**416**	**193**	**-**	**132**

La hausse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par une garantie reçue dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2021				31/12/2020
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	≤ 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**18**	**2**	**16**	**-**	**31**

Note 22 Parties liées

Principes et méthodes comptables

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés contrôlées directement par l'État et certaines sociétés d'État, 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 :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État*		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Chiffre d'affaires	797	355	-	-	2 501	2 082	3 298	2 437
Achats d'énergie	4 196	3 885	2	1	2 441	2 114	6 639	6 000
Achats externes	16	13	7	7	343	348	366	368
Actifs financiers	160	179	-	-	-	-	160	179
Autres actifs	844	495	-	-	630	593	1 474	1 088
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 367	1 114	1	1	623	600	1 991	1 715

* *Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance 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 participations de l'État

22.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,88 % du capital d'EDF au 31 décembre 2021. 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 GROF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GROF 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.

Enedis et GROF réorganisent progressivement leurs activités mixtes en vue d'y mettre fin :

- à compter de 2014, reprise en propre de la relève des compteurs et des interventions sur les panneaux de comptages ;
- en 2018, séparation de certaines activités supports (véhicules et engins, contentieux et assurance, formation et recrutement, et achats tertiaires) et création de deux entités mixtes, l'une regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre, les activités de téléphonie et de bureautique

En juillet 2021, à l'issue de travaux menés depuis 2020, le Directoire de la gouvernance a décidé d'engager le projet d'évolution des quatre entités mixtes restantes : l'opérateur informatique et télécoms, l'opérateur ressources humaines et médico-social, l'unité comptable nationale et l'unité opérationnelle serval. Cette décision a permis d'initier l'instruction détaillée du projet impliquant l'ensemble des salariés concernés et d'engager la concertation sociale.

Par ailleurs, en ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, ENGIE a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'État, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de GPL à l'électricité ou aux ENR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de 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 deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

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 (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en 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 2021 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 12,3 millions d'euros en 2021 (11,9 millions d'euros en 2020). 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

Mesures régulatoires exceptionnelles et perspectives de production nucléaire en France

Mesures régulatoires exceptionnelles

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un « bouclier tarifaire » basé sur le principe d'une augmentation maximale des Tarifs Réglementés de Vente (TRVE) de 4 % TTC au 1er février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1er août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finance 2021-1900 du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 prévoit une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) applicable à compter du 1er février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant par arrêté conjoint des ministres de l'économie et de l'énergie les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures, dont les modalités de mise en œuvre restent à préciser, consistent en particulier en une attribution complémentaire de 20 TWh de volume d'ARENH pour 2022, sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 à un prix de 46,2 €/MWh. Les effets de cette mesure annoncée en janvier 2022 sont de deux ordres pour le Groupe i) la nécessité d'acheter ces 20 TWh d'ARENH afin de les livrer aux autres fournisseurs, avec un effet prix négatif très significatif au vu des prix de marché actuels ii) l'augmentation de la part d'ARENH *versus* celle au prix de marché dans l'emplacement des coûts pour le calcul des TRVE au titre de 2022, ce qui aura un effet à la baisse sur les prix de vente aux clients, au TRVE comme en offre de marché.

Les mesures complémentaires concernent également l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, le Groupe a indiqué prendre acte des mesures annoncées par le gouvernement français destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité en 2022. Le Groupe a indiqué que les conséquences financières ne pouvaient pas être déterminées de façon précise à ce stade. Dans l'état des informations dont le Groupe disposait à cette date, l'impact de ces mesures sur l'EBITDA (EBE) 2022 d'EDF a été estimé à environ 8,4 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021 et à environ 7,7 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 12 janvier 2022, par rapport à une situation qui aurait prévalu sans la mise en œuvre des différentes mesures. EDF a indiqué que l'impact final sur l'EBITDA (EBE) dépendrait des prix de marché sur la période de mise en œuvre de ces mesures, qu'il communiquerait dès que possible et régulièrement sur l'évolution de cette estimation et dans l'attente a retiré sa guidance 2022 endettement financier net/EBITDA (EBE).

Le Groupe indiquait également qu'il allait examiner les mesures appropriées pour renforcer sa structure bilancielle et toute mesure de nature à protéger ses intérêts.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2022. Cette proposition est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. 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 de 4 % TTC (24,3 % HT) et une augmentation des tarifs bleus non résidentiels de 4 % TTC (23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiées au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mises en œuvre à compter du 1er février 2022.

La CRE a indiqué que si le prix moyen hors taxes résultant de l'application des tarifs bleus aux clients résidentiels en France Métropolitaine continentale aurait été de 57,2 €/MWh selon sa proposition tarifaire, celui-ci sera de 31,2 €/MWh selon l'arrêté tarifaire du 28 janvier 2022. Selon l'article 181 de la loi de finance 2022, la différence fera l'objet d'un rattrapage en 2023 et ouvre droit, à compter du 1er février 2022, à une compensation des fournisseurs d'offres de marché aux consommateurs résidentiels et des entreprises locales de distribution. La CRE a par ailleurs indiqué qu'elle procéderait ultérieurement à l'évaluation de l'impact de volumes d'ARENH supplémentaires en 2022, ce qui devrait avoir pour conséquence de réduire le rattrapage prévu pour 2023 ainsi que la compensation des fournisseurs prévue par l'article 181 de la loi de finance.

À noter que différentes mesures ont également été prises par le gouvernement britannique en 2022, pour limiter les effets de la crise des prix de l'énergie sur les consommateurs. L'OFGEM a ainsi publié le 3 février 2022 le nouveau plafond tarifaire du *Standard Variable Tariff* (SVT) applicable à partir d'avril 2022 pour les six mois suivants. La hausse annoncée de 54 % représenterait un coût de + 693 livres par an pour un profil type de consommateur. Le gouvernement britannique a annoncé en parallèle des mesures afin d'alléger la charge pour les foyers i) une baisse des taxes locales à partir d'avril 2022 à hauteur de 150 livres pour 80 % des foyers ii) une réduction de la facture de 200 livres à appliquer par les fournisseurs en octobre 2022, qui sera ensuite acquittée par les consommateurs de façon étalée sur 5 ans à partir de 2023 par tranche de 40 livres, et financée dans l'intervalle par l'État.

Perspectives de production nucléaire

EDF a actualisé le 13 janvier 2022 son estimation de production nucléaire pour 2022, révisant celle-ci à 300 – 330 TWh contre 330 – 360 TWh précédemment, cette révision résultant du prolongement de la durée d'arrêt de 5 réacteurs du parc nucléaire français d'EDF. 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 avaient été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont ensuite été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2 et ont fait apparaître des défauts similaires sur les réacteurs de Civaux 2 et Chooz 2. Les contrôles et expertises en cours sur le réacteur de Chooz 1 se poursuivent jusqu'à l'obtention d'un bilan complet. Par ailleurs 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.

La réalisation des contrôles, l'instruction de solutions techniques et leur déploiement ont conduit EDF à prolonger l'arrêt des réacteurs de Civaux 1, Civaux 2, Chooz 1, Chooz 2 et Penly 1. L'élaboration du programme de contrôles sur l'ensemble du parc nucléaire se poursuit en intégrant, au fur et à mesure, les enseignements tirés des premières expertises réalisées.

Dans le cadre de son programme de contrôles sur le parc nucléaire, le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire 2022 à 295 – 315 TWh, contre 300 – 330 TWh et indiqué que l'estimation de production nucléaire pour 2023, actuellement de 340 – 370 TWh, serait ajustée dès que possible.

Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire pour 2023 à 300-330 TWh contre 340-370 TWh précédemment. Cette estimation tient compte notamment :

- d'un programme industriel chargé, avec 44 arrêts de réacteurs pour maintenance et contrôle, dont 6 visites décennales, auquel s'ajoutent 2 arrêts programmés démarrés en 2022 qui se poursuivront en 2023 ;
- de la poursuite du programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte, dont l'instruction se poursuit.

Les mesures régulatoires énoncées ci-dessus, ainsi que les nouvelles estimations de production nucléaire, auront des effets significatifs sur les états financiers du Groupe à compter de 2022. Elles sont sans effet sur les états financiers au 31 décembre 2021 (voir notamment la note 10.8 sur la France – Production et commercialisation).

Accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power

EDF et GE ont annoncé le 10 février 2022 la signature d'un accord d'exclusivité concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel. L'opération potentielle apporterait à EDF l'expertise de GE Steam Power dans les technologies et services liés aux turbines à vapeur pour centrales nucléaires afin de renforcer ses positions dans l'industrie nucléaire. Elle permettrait de créer une entité, au sein du groupe EDF, leader mondial des équipements et services relatifs à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Aujourd'hui, les turbines à vapeur de GE Steam Power sont installées dans la moitié des centrales nucléaires au monde et dans toutes celles d'EDF en France.

L'opération envisagée porterait sur les équipements d'îlots conventionnels de GE Steam Power pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle – les plus puissantes au monde – ainsi que sur la maintenance et les mises à niveau des centrales nucléaires existantes. Les turbines à vapeur de GE Steam Power pourront notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*).

GE conserverait Steam Power et ses activités de services de pointe et continuerait à les proposer pour les îlots conventionnels de centrales nucléaires du continent américain, soit une base installée de plus de 100 GW. GE conserve aussi GE Hitachi Nuclear Energy, un fournisseur de premier plan dans le domaine du cycle de vie des réacteurs, qui déploiera le premier SMR commercial, connecté au réseau, au Canada. GE reste engagé dans le secteur de l'énergie nucléaire et continue d'investir dans la technologie de nouvelle génération qui jouera un rôle important dans la transition énergétique.

Les activités nucléaires et les équipes concernées par l'opération potentielle sont situées dans une quinzaine de pays, dont près de 70 % en France, notamment sur des sites industriels comme Belfort et La Courneuve.

Les conditions financières de la transaction envisagée n'ont pas été précisées. À l'issue du processus d'information-consultation des institutions représentatives du personnel concernées, les accords définitifs pourraient être conclus. La réalisation de l'opération reste par ailleurs soumise à l'obtention des autorisations réglementaires requises et pourrait intervenir lors du premier semestre 2023.

Lancement d'un plan d'actions

Comme annoncé le 13 janvier 2022, EDF a présenté à son Conseil d'administration, réuni le 17 février 2022, un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des événements de début 2022. Ce plan vise à poursuivre la stratégie du Groupe qui s'appuie sur un mix équilibré entre nucléaire et renouvelables, qui développe des services d'efficacité énergétique et qui apporte toujours plus d'innovation à nos clients.

Afin de financer cette stratégie, EDF a fait part de son intention de :

- soumettre dès que possible au Conseil d'administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, d'un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse ;
- proposer une option de versement en actions des dividendes au titre des exercices 2022 et 2023.

  L'État, premier actionnaire d'EDF, a fait part au Conseil d'administration de sa position sur ces deux points, qui feront l'objet d'une communication séparée ;
- réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros en cumul sur les années 2022-2023-2024.

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 2021 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 840	27,9	2 942	15,9
Entités contrôlées [1]	5 033	49,4	14 276	77,3
Sous-total	**7 873**	**77,2**	**17 218**	**93,2**
Services autres que la certification des comptes [2]				
EDF	832	8,2	520	2,8
Entités contrôlées [1]	1 493	14,6	735	4,0
Sous-total	**2 325**	**22,8**	**1 255**	**6,8**
TOTAL	**10 198**	**100**	**18 473**	**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.

(2) Les prestations fournies couvrent les 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 de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2020

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 2020 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 794	24,6	2 945	16,2
Entités contrôlées [1]	4 560 [3]	40,1	13 503	74,2
Sous-total	**7 354**	**64,7**	**16 448**	**90,4**
Services autres que la certification des comptes [2]				
EDF	561	4,9	953	5,2
Entités contrôlées [1]	3 448	30,4	804	4,4
Sous-total	**4 009**	**35,3**	**1 757**	**9,6**
TOTAL	**11 363**	**100**	**18 205**	**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

(2) Les prestations fournies couvrent les 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 de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

(3) L'évolution s'explique à la fois par un transfert entre cabinets n'ayant pas d'effet sur le niveau global des honoraires du Collège du Groupe, et par ailleurs par le changement d'un collège de Commissaires aux comptes pour une entité française significative du périmètre, désormais auditée par un des Commissaires aux comptes du Groupe et par un autre cabinet.

6.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2021

A 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 Électricité de France S.A. (« EDF », la « Société » ou le « Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, 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 d'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 1er janvier 2021 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

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 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 2021, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 46 442 millions d'euros, dont 26 052 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 20 390 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.3.4.2 et 15 de l'annexe. 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 modalités de calcul du taux d'actualisation qui ont évolué en 2020 ont été reconduites en 2021. Ces hypothèses 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 et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers. En particulier elles prennent en compte depuis 2021 les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1300 MWe et des études menées en préparation du démantèlement de Fessenheim pour les centrales en exploitation et les impacts de la mise à jour des scénarios d'entreposage des combustibles usés.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (notes 1.3.4.5, 15.1.2 et 18.1). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 37 454 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 35 172 millions d'euros) au 31 décembre 2021, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest, classés en actifs de croissance, actifs de taux et actifs

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 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 aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 479 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 680 millions d'euros en valeur actualisée (note 15.1.1.5).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 15.1.1.5, 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 de marchés ou à dire d'experts disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires ainsi qu'avec

de rendement et devant respecter une charte d'investisseur responsable mise en place en 2021.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés était 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 de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées 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 des 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.

Réponses apportées

Nos travaux ont notamment consisté à apprécier le processus d'élaboration des estimations retenues par votre Société, à revoir les contrôles clés mis en place par votre Société sur ce processus, à apprécier les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable IFRS 9 du modèle de dépréciation décrit dans les principes et méthodes comptables de la note 18.1.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 15.1.1.5) et sur la prise en considération des enjeux liés au climat et à l'environnement (notes 20.2.1 et 20.4).

Evaluation des goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie et actifs corporels

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 2021, les goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, actifs corporels et participations dans les entreprises associées et co-entreprises représentent des montants significatifs des comptes. Ils sont majoritairement associés à des activités non régulées dans lesquelles le groupe EDF opère.

Les notes 1.3.4.4 et 10.8 décrivent les méthodologies retenues et appliquées pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur. Ces notes décrivent également les modalités de mises en œuvre des tests de dépréciation. La note 20.2.2 décrit également la manière dont les enjeux liés au changement climatique et au développement durable sont pris en compte au travers des tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) annuellement pour celles comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond, pour la grande majorité de ces UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection des flux de trésorerie futurs actualisés.

Nous avons considéré que l'évaluation des actifs non régulés en France, au Royaume-Uni et en Italie était un point clé de l'audit, en raison de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues pour la détermination des valeurs recouvrables et des estimations et jugements qu'elles induisent de la part de la Direction.

En particulier, comme indiqué dans la note 10.8.2, un environnement de marché marqué par un accroissement des efforts européens de décarbonation du mix électrique, des taux durablement bas, une demande orientée à la baisse sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables, des réglementations limitant les hausses tarifaires ou un accès aux moyens de production contraint, sont susceptibles de réduire de façon significative la valeur recouvrable de certains goodwill, actifs incorporels et corporels attachés aux activités non régulées et de conduire à des pertes de valeurs importantes.

Réponses apportées

Dans le cadre de nos travaux, nous avons analysé l'existence d'indicateurs de pertes de valeurs (ou de reprises de pertes de valeurs) au niveau des UGT. Nous avons également pris connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation.

Nous avons vérifié, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondaient à celles générées par les actifs compris dans ces UGT et qu'elles étaient cohérentes avec (i) les données budgétaires des UGT et, au-delà, avec les hypothèses de long terme du Groupe, (ii) les performances passées, (iii), les perspectives de marché et (iv) la durée d'exploitation attendue des actifs.

Nous avons apprécié, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO_2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnections 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 organismes internationaux ou des experts de l'énergie.

Nous avons notamment vérifié que les hypothèses sous-tendant les scénarios de prix long terme retenus s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation, tel que décrit en note 10.8.2.

Nous avons vérifié les modalités de détermination et la cohérence des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier analysé, avec l'aide de nos spécialistes internes, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes.

Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.4.4, et 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés donnaient une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et les analyses de sensibilité.

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 destinés à être 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 destinés à être 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. 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 destinés à être 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 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 Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2021, KPMG S.A. était dans la 17ème année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 20ème année sans interruption, dont pour les deux, 17 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

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 d'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. 823-10-1 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 d'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 d'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. 822-10 à L. 822-14 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.

Paris La Défense, le 17 février 2022

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.		Deloitte & Associés	
Marie Guillemot	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

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 463
1.1 Référentiel comptable 463
1.2 Jugements et estimations de la Direction 463
1.3 Chiffre d'affaires 464
1.4 Immobilisations incorporelles 464
1.5 Immobilisations corporelles 465
1.6 Dépréciation des actifs à long terme 465
1.7 Immobilisations financières 466
1.8 Stocks et en-cours 466
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie 467
1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts obligataires 467
1.11 Écarts de conversion et gains et pertes de change 467
1.12 Provisions réglementées 467
1.13 Autres fonds propres 467
1.14 Passifs spécifiques des concessions 467
1.15 Provisions hors avantages du personnel 468
1.16 Avantages du personnel 468
1.17 Instruments dérivés 469
1.18 Contrats de matières premières 469
1.19 Environnement 470

Note 2 Évènements et transactions significatifs 470
2.1 Développements dans le nucléaire 470
2.2 Opérations de financement 472
2.3 Conséquence de la crise sanitaire Covid-19 473

Note 3 Évolutions réglementaires en France 473
3.1 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE-tarifs bleus) 473
3.2 Commissionnement fournisseur 474
3.3 Fonds de péréquation de l'électricité 474
3.4 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) 474
3.5 Mécanisme de capacité 475
3.6 Certificats d'économie d'énergie (CEE) 475
3.7 ARENH 476

Note 4 Chiffre d'affaires 476

Note 5 Subventions d'exploitation 477

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation 477

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges 478

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 478

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 478

Note 10 Charges de personnel 478

Note 11 Dotations d'exploitation 479
11.1 Dotations aux amortissements 479
11.2 Dotations aux provisions et dépréciations 479

Note 12 Autres charges d'exploitation 479

Note 13 Résultat financier 480

Note 14 Résultat exceptionnel 480

Note 15 Impôt sur les bénéfices 481
15.1 Groupe fiscal 481
15.2 Impôt sur les sociétés 481
15.3 Situation fiscale différée et latente 481

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 482

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles 483
17.1 Test de perte de valeur des actifs 484

Note 18 Immobilisations financières 485
18.1 Variations des immobilisations financières 485
18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 486
18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 487
18.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP) 487
18.5 Actions propres 487
18.6 Créances de l'actif immobilisé 488

Note 19 Stocks et en-cours 488

Note 20 Créances de l'actif circulant et disponibilités 488

Note 21 Valeurs mobilières de placement 489

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 489

Note 23 Écarts de conversion-actif 490

Note 24 Variations des capitaux propres 490

24.1 Capital social 490
24.2 Distributions de dividendes 490
24.3 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCÉANEs) 491

Note 25 Autres fonds propres 491

Note 26 Passifs spécifiques des concessions 492

Note 27 Provisions pour risques 492

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 493

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé 494
28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 494
28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 496
28.4 Provisions pour derniers cœurs 499
28.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité 500

Note 29 Autres provisions pour déconstruction 501

Note 30 Provisions pour avantages du personnel 502

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 503
30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 503
30.3 Actifs de couverture 501
30.4 Hypothèses actuarielles 504

Note 31 Provisions pour autres charges 505

Note 32 Dettes 505

Note 33 Dettes financières 506

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et aprés instruments de couverture 506
33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et aprés instruments de couverture 507

Note 34 Écarts de conversion-passif 507

Note 35 Instruments financiers 508

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt 508
35.2 Incidence des opérations de gestion financiére sur le résultat 509
35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 509

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan 509

36.1 Engagements donnés 510
36.2 Engagements reçus 510
36.3 Autres natures d'engagements 510

Note 37 Passifs éventuels 511

Note 38 Actifs dédiés 512

38.1 Réglementation 512
38.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés 512

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées 514

39.1 Relations avec les filiales 514
39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 514

Note 40 Rémunération des mandataires sociaux 515

Note 41 Évènements postérieurs à la clôture 515

Compte de résultat

(en millions d'euros)	*Notes*	2021		2020
Chiffre d'affaires*	*4*	**53 001**		**44 315**
Production stockée et immobilisée		1 439		1 360
Subventions d'exploitation	5	5 554		8 148
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 649		2 823
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	*7*	1 100		846
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		**64 743**		**57 492**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	*8*	**43 528**		**36 213**
Achats consommés de combustibles		4 422	3 269	
Achats d'énergie		21 752	16 783	
Achats de services et autres achats consommés de biens		17 354	16 161	
Impôts, taxes et versements assimilés	**9**	**2 254**		**2 694**
Charges de personnel	**10**	**6 407**		**6 439**
Dotations d'exploitation	**11**	**7 507**		**7 514**
Dotations aux amortissements des immobilisations	*11.1*	4 363	4 538	
Dotations aux provisions et dépréciations	*11.2*	3 144	2 976	
Autres charges d'exploitation	**12**	**2 480**		**2 738**
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		**62 176**		**55 598**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I – II)		**2 567**		**1 894**
III QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN		-		-
IV RÉSULTAT FINANCIER	**13**	**(1 465)**		**(2 503)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I – II + III + IV)		**1 102**		**(609)**
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	**14**	**1 765**		**425**
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**15**	**(1 410)**		**406**
BÉNÉFICE OU PERTE (I – II + III + IV + V + VI)		**1 457**		**222**

* *Dont production en 2021 de biens à l'exportation pour 15 945 millions d'euros et de services à l'exportation pour 392 millions d'euros.*

Bilan

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2020 Montants nets
Immobilisations incorporelles	*16-17*	**3 066**	**1 834**	**1 232**	**1 103**
Immobilisations corporelles du domaine propre	*16-17*	**94 675**	**63 714**	**30 961**	**30 782**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	*16-17*	**16 029**	**9 343**	**6 686**	**6 623**
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	*16-17*	**22 242**	**89**	**22 153**	**21 556**
Participations et créances rattachées		60 974	709	60 265	59 345
Titres immobilisés		25 403	258	25 145	24 393
Prêts et autres immobilisations financières		23 829	146	23 683	16 282
Immobilisations financières	*18*	**110 206**	**1 113**	**109 093**	**100 020**
I TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ		**246 218**	**76 093**	**170 125**	**160 084**
Stocks et en cours	*19*	**11 242**	**289**	**10 953**	**10 541**
Avances et acomptes versés sur commande	*20*	**719**	**3**	**716**	**719**
Créances d'exploitation	*20*	**24 198**	**382**	**23 816**	**22 113**
Valeurs mobilières de placement	*21*	**10 605**	**20**	**10 585**	**13 061**
Instruments de trésorerie	*20*	**2 529**	**-**	**2 529**	**1 814**
Disponibilités	*20-22*	**8 397**	**-**	**8 397**	**5 364**
Charges constatées d'avance	*20*	**1 015**	**-**	**1 015**	**987**
II TOTAL ACTIF CIRCULANT		**58 705**	**694**	**58 011**	**54 599**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**226**	**-**	**226**	**242**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**684**	**321**	**363**	**318**
Écarts de conversion – Actif (V)	*23*	**1 324**	**-**	**1 324**	**872**
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		**307 157**	**77 108**	**230 049**	**216 115**

PASSIF

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2021	31/12/2020
Capital		**1 619**	**1 550**
Primes d'émission et de fusion		**17 952**	**16 506**
Écarts de réévaluation		**688**	**678**
Réserves			
Réserve légale		155	155
Autres réserves		2 977	2 977
Report à nouveau		**8 734**	**9 121**
Résultat de l'exercice		**1 457**	**222**
Acomptes sur dividendes		**(947)**	**-**
Subventions d'investissement		**167**	**160**
Provisions réglementées		**5 777**	**5 786**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	*24*	**38 579**	**37 155**
Autres fonds propres	*25*	**12 857**	**11 473**
Passifs spécifiques des concessions	*26*	**2 320**	**2 282**
TOTAL I FONDS PROPRES		**53 756**	**50 910**
Provisions pour risques	*27*	**2 904**	**3 140**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	*28*	46 442	44 822
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	*29*	770	772
Provisions pour avantages du personnel	*30*	11 867	11 616
Provisions pour autres charges	*31*	1 424	1 526
Provisions pour charges		**60 503**	**58 736**
TOTAL II PROVISIONS		**63 407**	**61 876**
Dettes financières	*33*	**57 498**	**52 855**
Avances et acomptes reçus	*32*	**7 499**	**7 188**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	*32*	**40 315**	**34 673**
Instruments de trésorerie	*32*	**4 239**	**5 075**
Produits constatés d'avance	*32*	**3 075**	**3 202**
TOTAL III DETTES	*32*	**112 626**	**102 993**
Écarts de conversion – Passif (IV)	*34*	**260**	**336**
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		**230 049**	**216 115**

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		*Notes*	2021	2020
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			2 867	(184)
Amortissements et provisions			6 414	8 071
Plus ou moins-values de cessions			(683)	(524)
Produits et charges financiers			(1 401)	(780)
Variation du besoin en fonds de roulement [1]			3 128	719
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation			**10 325**	**7 302**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus [2]			1 154	841
Impôts sur le résultat payés			(1 954)	(776)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**(A)**		**9 525**	**7 367**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels			(5 726)	(5 848)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			11	15
Variations d'actifs financiers [3]			(5 438)	(4 424)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(B)**		**(11 153)**	**(10 257)**
Opérations de financement				
Émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions (Océanes vertes) [4]			-	2 569
Émissions d'emprunts et conventions de placements [5]			7 992	9 928
Remboursements d'emprunts et conventions de placements [5]			(5 918)	(11 815)
Dividendes versés		*24*	(84)	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais [6]		*2.2.1*	1 240	2 081
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			5	7
Subventions d'investissement reçues			14	9
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**(C)**		**3 209**	**2 779**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(A)+(B)+(C)**		**1 581**	**(111)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE [8]		**22**	**(256)**	**(80)**
Incidence des variations de change			(60)	(102)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie			35	38
Autres [7]			284	(1)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [8]		**22**	**1 561**	**(256)**

(1) La variation du besoin en fonds de roulement sur l'exercice 2021 s'explique principalement par un excédent de compensation de CSPE pour EDF pour 2 268 millions d'euros conduisant à constater une dette de CSPE au 31 décembre 2021 pour un montant de 294 millions d'euros (voir note 32 renvoi (4)).

(2) La variation s'explique principalement par la hausse des dividendes reçus en 2021 par rapport à 2020 (voir note 13) et par les revenus des titres immobilisés des actifs dédiés.

(3) La variation d'actifs financiers s'explique notamment par la hausse des prêts accordés aux filiales (voir note 18) et par la baisse du portefeuille de valeurs mobilières de placement (voir note 21).

(4) Voir comptes sociaux au 31 décembre 2020.

(5) Sur l'exercice, des opérations de mise en pension de titres obligataires ont été réalisées pour un montant de 2 790 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursement pour un montant de (1 916) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts. Hormis ces opérations, la variation sur la période des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une augmentation de 3 047 millions d'euros, s'expliquant notamment par l'émission d'obligations vertes senior pour un montant total de 1 850 millions d'euros à échéance au 29 novembre 2033 (voir note 2.2.2), ainsi qu'un encaissement sur les appels de marge sur dérivés d'EDF auprès de ses partenaires bancaires pour un montant de 458 millions d'euros.

(6) Dont 1 250 millions d'euros de valeur d'émission (voir note 2.2.1) et (10) millions d'euros de prime d'émission.

(7) Le poste « Autres » au 31 décembre 2021 d'un montant de 281 millions d'euros concerne le reclassement au 1er janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés (précédemment compensées avec les positions créditrices afin de présenter une position nette d'ensemble au bilan (voir note 32)). Au sein du TFT, les positions relatives aux appels de marge sur dérivés sont présentées au niveau des « Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement » (voir renvoi (5) ci-dessus).

(8) 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 22.

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (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 2021 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 17 février 2022. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 12 mai 2022.

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 des « Recommandations et observations relatives à la prise en compte des conséquences de l'évènement Covid-19 dans les comptes et situations établis à compter du 1er janvier 2020 » publiées le 18 mai 2020 par l'ANC et dont la dernière actualisation date du 9 juillet 2021, ainsi que de la mise à jour 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 méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2020 et tiennent compte des deux évolutions suivantes.

Réforme des taux interbancaires de référence

Cette réforme est applicable depuis le 1er janvier 2021. Les principaux taux concernés, utilisés par EDF, sont l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

La modification des taux d'intérêt effectifs consécutifs à la réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Cette réforme est sans impact significatif sur le résultat 2021 et ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information).

Compte tenu de sa position pérenne emprunteuse à taux fixe (voir note 33.1), l'essentiel de l'exposition d'EDF se concentre sur des instruments dérivés de taux utilisés pour variabiliser la dette. Sur ces instruments, les courbes de référence des contrats de collatéraux ont été modifiées pour remplacer l'Eonia par l'Ester. Ces évolutions se sont traduites par l'encaissement d'une soulte de 22 millions d'euros comptabilisée en résultat financier.

Les conventions intragroupe de trésorerie, de *cash pooling* et de placements de liquidités, ont été amendées sur l'exercice 2021 pour remplacer la référence à l'Eonia par l'Ester et au Libor GBP par le Sonia.

Par ailleurs, dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1er janvier 2022.

Pour le Libor USD, les opérations de remplacement seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

Engagements pour indemnités de fin de carrière

Lors de sa réunion du 5 novembre 2021, le Collège de l'ANC a mis à jour sa Recommandation n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages similaires en introduisant un choix relatif à la répartition des droits à prestations pour les régimes à prestations définies.

En conséquence, EDF a légèrement fait évoluer la méthode d'attribution des droits pour l'évaluation des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière ; désormais, l'approche retenue consiste à linéariser l'acquisition de ces droits sur la période précédant l'âge de retraite. Ce changement de méthode a un impact limité dans les réserves de l'exercice (voir note 24 renvoi (2)).

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 principales opérations pour lesquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

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 MWe 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 1er 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 MWe 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 MWe, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) sur l'année 2021. Trois visites décennales (VD4 : Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021. La quatrième visite décennale de Dampierre 1 s'est achevée le 5 février 2022.

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MWe et 1 450 MWe), qui sont plus récents, était, jusqu'au 31 décembre 2020, maintenue à 40 ans.

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 MWe étant réunies, EDF a procédé à ce changement d'estimation au 1er janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 2.1.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France »).

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MWe (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.

1.2.2 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 2021 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 28).

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.

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 et 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 ;
- 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 MWe et 1 300 MWe et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MWe).

1.2.3 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 2021 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2021 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 1.3, 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.

1.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des 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 1er 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, bien qu'inchangé dans son niveau depuis sa mise en place, est réputé intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- 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 : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- 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.

1.4 Immobilisations incorporelles

1.4.1 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.

1.4.2 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.

1.5 Immobilisations corporelles

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.

1.5.1 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 1.15).
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.15).

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, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le 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.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Mode 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

1.5.3 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.

1.5.3.1 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.

1.5.3.2 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.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions, étant précisé que le matériel électromécanique est quant à lui généralement amorti sur 50 ans.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 1.14.2).

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 29 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 (article 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.

1.6 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 CO_2, 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 CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, EDF va comparer ses scénarios 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 d'entèle ;
- 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.

1.7 Immobilisations financières

1.7.1 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 evaluées 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, et tient également compte le cas échéant, d'éléments d'évaluation complémentaires, obtenus par exemple dans le cadre des tests de dépréciation réalisés aux bornes du Groupe.

1.7.2 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.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené 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.

1.8 Stocks et en-cours

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 droits d'émissions 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.

1.8.1 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 ; 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...).

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 par l'arrêté du 21 mars 2007.

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 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.

1.8.2 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 droits d'émissions de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- 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 3.5).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

1.9 Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

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.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières 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 ».

1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts obligataires

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 OCÉANEs 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.

1.11 Écarts de conversion et gains et pertes de change

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.

1.12 Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des logiciels créés par la Société ;
- des amortissements des frais d'acquisition des titres de participation acquis par la Société.

1.13 Autres fonds propres

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 primes liés à l'émission sont amortis par résultat au *prorata temporis*.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions d'énergie hydraulique.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité - SEI

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.

1.14.2 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 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er 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 1er 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.

1.15 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par EDF 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 EDF a la quasi-certitude 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.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

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 d'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.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire est fournie en note 28.

1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- les pertes sur des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de service :
  - › les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
  - › les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer,
  - › les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats 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 note 1.19).

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.

1.16 Avantages du personnel

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…).

1.16.1 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 retraites ;
- 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 duration 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 duration 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 du coût 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.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

A la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er 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 (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG 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 1er 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 CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. 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.

1.16.3 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.

1.17 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 1er 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.

1.18 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 1er 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.

1.19 Environnement

1.19.1 Droits 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.

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 droits 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 (110 euros par tonne de CO_2 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]. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, le 14 juillet dernier, un ensemble de propositions législatives « Fit for 55 », visant à rapprocher l'Union européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO_2 d'au moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. À l'issue d'un processus de négociation, au sein des institutions européennes, qui devrait durer entre 12 et 18 mois, le système des quotas devrait évoluer.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits 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 droits d'émission est conditionné par leur intention de détention.

Les droits 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 droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits 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 l'vrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits 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.

1.19.2 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

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 les achats de certificats à des acteurs éligibles.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-25 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 règlementation 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 stocks 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.

Note 2 Évènements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France

EDF considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 1 300 MWe en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies en 2021.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, EDF a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations 1 300 MWe à fonctionner au moins 50 ans. Ceci est également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, EDF progresse avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur son programme du réexamen périodique pour la quatrième visite décennale du palier 1 300 MWe (VD4 1 300 – projet inclus dans le programme Grand Carénage). Ce programme suit une méthodologie de travail et vise des ambitions, tout particulièrement en matière de sûreté, analogues au quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe dont il tire bénéfice des enseignements. En décembre 2019, l'ASN, dans sa réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MWe, y indiquait globalement son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4.

Surtout, l'accord de l'ASN publié en février 2021 sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, et la réussite industrielle des premières occurrences des quatrièmes visites décennales des tranches du palier 900 MWe (après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2 et Bugey 4 ont franchi

(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".

le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur le premier semestre 2021, et Tricastin 2 sur le deuxième semestre 2021) renforcent la confiance d'EDF dans la pertinence et la maîtrise de son programme pour le palier 1 300 MWe.

Au terme de sa VD4, le palier REP 1 300 MWe aura ainsi atteint un niveau de sûreté se rapprochant de celui fixé pour l'EPR.

De plus, la prolongation du palier 1 300 MWe au-delà de 40 ans, présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long terme dégradés et dans différents scénarios de sensibilité.

Enfin, un fonctionnement des tranches 1 300 MWe à 50 ans est compatible avec les dispositions de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019 (50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité en 2035) et le décret d'adoption de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie du 21 avril 2020. L'étude réalisée par RTE à la demande du gouvernement sur des scénarios de mix électrique permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, intitulée « Futurs énergétiques 2050 » dont le rapport d'étape a été publié en juin 2021 et dont les principaux résultats de l'étude ont été publiés le 25 octobre 2021, constate un besoin important de capacité de production décarbonée, et retient dans tous ses scénarios pour la période post-2035 une hypothèse de poursuite d'exploitation du parc existant au-delà de 50 ans, avec des fermetures s'échelonnant entre 50 et 60 ans.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, EDF considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

EDF a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1er janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers d'EDF au 31 décembre 2021 :

- au 1er janvier 2021, du fait principalement des décalages des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent globalement de 1 016 millions d'euros (voir note 28), dont 848 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés. Cette diminution de provision est imputée principalement sur la valeur nette comptable des actifs (à hauteur de 1 031 millions d'euros, voir note 17), et pour le reste sur le compte de résultat (à hauteur de (15) millions d'euros). Elle est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros ;
- sur l'exercice 2021 :
  - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1er janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 494 millions d'euros sur l'exercice (562 millions d'euros de moindre charge de dotations d'exploitation (voir note 11.1 renvoi (1)) et (68) millions d'euros de charge d'amortissement dérogatoire comptabilisée en résultat exceptionnel),
  - la diminution des provisions nucléaires au 1er janvier 2021 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 33 millions d'euros,
  - la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 23 millions d'euros,
  - la diminution de la provision nucléaire derniers cœurs a un impact de 57 millions d'euros en résultat exceptionnel au titre de la reprise de la provision pour contentieux fiscal afférente.

Au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 546 millions d'euros et le résultat net de 221 millions d'euros.

2.1.2 EPR de Flamanville 3

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

À la suite de la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversées situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. À ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires est concernée par des réparations. En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversées.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible.

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1er semestre et l'intégralité du 1er cœur est désormais entreposé dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un troisième lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du Circuit Secondaire Principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, 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 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'IRSN.

Également, suite aux constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur, EDF a réalisé des contrôles sur ces matériels et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants sont en cours de fabrication et seront installés sur le site au premier semestre 2022. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes d'ici la fin du premier semestre 2022.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, EDF a été amené à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3 le 12 janvier 2022. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros 2015, et hors intérêts intercalaires.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible concernés ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire.

2.1.3 Grand carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage, qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du programme pour la période 2014-2025, en date du 29 octobre 2020, était de 49,4 milliards d'euros courants.

Cette estimation prenait en compte les premiers enseignements sur les travaux complémentaires à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MWe qui s'est achevé avec la décision rendue par l'ASN le 23 février 2021, intégrant des études, modifications et équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intégrait également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 sur la période 2020-2022. L'estimation du coût du programme fait l'objet de mises à jour régulières et s'établit à date à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffrage tient compte de nouveaux travaux, études et contrôles à réaliser ainsi que de la réévaluation de certains coûts. Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025. Les dépenses d'investissement resteront donc élevées au-delà de cette date.

Les principaux événements et jalons industriels du Programme en 2021 ont été les suivants :

- le 23 février 2021, l'ASN a rendu son avis sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, considérant 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. Après Tricastin 1 fin 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi en 2021 le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur l'année 2021. Trois visites décennales (Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021 ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux s'est poursuivi avec 150 pôles de transformateurs principaux sur 174 remplacés soit 86 % du programme ;
- 27 tranches du palier 900 MWe sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur ;
- l'ensemble des 56 Diesels d'Ultime Secours a été mis en exploitation, le dernier (Paluel 1) ayant été mis en service en février 2021.

2.1.4 EDF remet à l'exploitant nucléaire indien NPCIL l'offre technico-commerciale engageante française en vue de la construction de six EPR sur le site de Jaitapur

Le 22 avril 2021, EDF a remis à NPCIL l'offre technico-commerciale engageante française pour la fourniture des études d'ingénierie et des équipements en vue de la construction de six réacteurs de type EPR sur le site de Jaitapur, dans l'état du Maharashtra en Inde. Ce jalon majeur pour EDF, ses partenaires et l'industrie nucléaire française permet d'engager les discussions en vue de la convergence sur un accord-cadre engageant (voir communiqué de presse du 23 avril 2021).

2.1.5 Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et AREVA

EDF et AREVA ont conclu le 29 juin 2021 un accord transactionnel prévoyant le paiement par AREVA à EDF d'une indemnité transactionnelle de 563 millions d'euros d'ici le 31 décembre 2021.

Cette transaction et l'exécution de deux sentences arbitrales intervenues le 29 juin 2021 et le 30 juin 2021 permettent de 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.

La signature de ce protocole s'est traduite par l'encaissement d'un montant de 563 millions d'euros, en contrepartie d'un produit exceptionnel pour 501 millions d'euros (voir note 14), de l'ajustement de la valeur des titres de participation Framatome pour (29) millions d'euros. Le solde est comptabilisé en dettes à hauteur de 33 millions d'euros au titre de montants encaissés pour compte de tiers.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Émission d'obligations sociales hybrides

EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'Obligations Sociales Hybrides à durée indéterminée libellées en euros, 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 1er juin 2028.

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des Obligations Sociales Hybrides au cours de la période de 60 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 7 ans (soit en 2028), et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Ces émissions sont comptabilisées en autres fonds propres (voir note 25).

Les fonds levés sont dédiés aux financements de projets éligibles comprenant les dépenses d'investissements engagées par le groupe EDF en passant commande auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution du groupe EDF en Europe et au Royaume-Uni (voir pour plus de détails *l'EDF Social Bond Framework1*). Dans le respect des Social Bond Principles et des Sustainability Bond Guidelines de l'ICMA (*International Capital Market Association*), cette émission d'Obligations Sociales Hybrides est cohérente avec les engagements et la stratégie RSE (Responsabilité Sociale de l'Entreprise) de l'entreprise en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Le règlement-livraison est intervenu le 1er juin 2021, date à laquelle les Obligations Sociales Hybrides ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales émises par EDF font l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, voir partie 6.8 du Document d'enregistrement universel 2021.

2.2.2 Émission d'obligations vertes senior

EDF a lancé le 23 novembre 2021 une émission d'obligations vertes senior à échéance au 29 novembre 2033 libellées en euros, pour un montant nominal de 1,75 milliard d'euros et avec un coupon fixe de 1 % (voir note 33 renvoi (1)).

Un montant égal au produit net des Obligations sera affecté, directement ou indirectement, au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, de projets éligibles (*Eligible Projects*) nouveaux ou existants, tels que définis dans le Green Bond Framework d'EDF [1].

Le règlement-livraison est intervenu le 29 novembre 2021, 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 6 décembre 2021 pour un montant nominal de 100 millions d'euros, de même coupon et maturité que la souche émise le 23 novembre 2021, et est fongible dans cette dernière 40 jours après sa date d'émission (voir note 33 renvoi (1)).

2.2.3 EDF annonce la signature d'une nouvelle facilité de crédit indexée sur des indicateurs sociaux et syndiquée auprès de 9 banques

EDF a annoncé le 24 décembre 2021 la syndication d'une nouvelle facilité de crédit renouvelable de 1,5 milliard d'euros avec une maturité initiale de trois ans dont le coût sera indexé sur quatre indicateurs de performance (« KPI ») ESG du Groupe, et particulièrement sous l'angle de sa responsabilité sociale.

Cette nouvelle ligne de crédit à laquelle participent 9 banques relationnelles européennes et nord-américaines réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans la stratégie de financement d'EDF. Bank of America et Natixis sont intervenus comme Coordinateurs ESG, Crédit Agricole Corporate & Investment Bank comme agent de la documentation et agent de la facilité et Société Générale comme agent de la syndication. Bank of America, BNP Paribas, Crédit Agricole Corporate & Investment Bank, Natixis, Société Générale et Wells Fargo ont agi par ailleurs en tant qu'Arrangeurs Mandatés Principaux et Teneurs de Livre.

EDF poursuit son engagement en matière de finance responsable, avec 9,3 milliards d'euros de facilités de crédits indexées ESG à fin 2021, soit plus de 75 % de ses lignes de crédit, et une ambition d'atteindre 100 % dans les années à venir. Alignée avec sa raison d'être, cette démarche permet à EDF de renforcer son engagement en faveur de solutions de financement innovantes et d'intégrer les engagements RSE du Groupe.

Les indicateurs de cette facilité de crédit s'articulent sur 4 axes liés aux principes de transition juste et inclusive d'EDF, en faveur de toutes ses parties prenantes :

- salariés : le Groupe se donne comme objectif d'atteindre 33 % de femmes dans les Comités de Direction d'ici à 2026 ;
- clients : grâce à des solutions numériques d'efficacité énergétique EDF permet à ses clients de mieux comprendre leur consommation et de réduire leur facture d'énergie ;
- fournisseurs : en cohérence avec son Plan Excell, EDF met en place un plan d'actions en faveur de la relocalisation et de l'accompagnement des PME dans le secteur du nucléaire dans le cadre du programme France Relance ;
- communautés : le Groupe s'engage dans un dialogue constant avec les communautés et les territoires partout où il opère. Pour cela, il organise autour des nouveaux projets une démarche de dialogue et de concertation, en cohérence avec les principes de l'Équateur, impliquant les communautés locales tout au long du cycle de vie des projets.

Cette ligne de crédit indexée sur des indicateurs sociaux vient compléter l'ensemble des outils de finance durable qu'EDF développe depuis plusieurs années, en particulier sur le marché des obligations vertes et maintenant sociales où le Groupe s'est imposé comme un émetteur de référence avec l'équivalent de 10 milliards d'euros émis depuis 2013.

2.3 Conséquence de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités d'EDF notamment la production nucléaire, les chantiers et la commercialisation.

Dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, un travail approfondi avait été réalisé par EDF dans les différentes entités et au niveau central afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers sur la base de *reportings* spécifiques, et des principes d'évaluation explicités dans les états financiers semestriels (voir note 2.1) et annuels 2020 (voir note 2.1).

Les effets de la crise sanitaire sur le résultat d'exploitation étaient évalués à (862) millions d'euros au 31 décembre 2020 en lien avec la baisse de la production nucléaire, la diminution de la demande et la constatation de provisions pour dépréciation clients.

Même si la crise sanitaire a continué à produire des effets sur l'année 2021, ses effets sur le résultat d'exploitation au 31 décembre 2021 présentent un caractère peu significatif, diffus et difficilement traçable.

Provision dépréciation des créances clients

S'agissant de l'estimation des pertes de crédit sur les créances clients au 31 décembre 2020, les différentes analyses menées avaient conduit à une augmentation des dépréciations des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 85 millions d'euros sur l'exercice 2020, sur la base des principes exposés en note 2.1.2 des états financiers au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2021, la mise à jour des analyses de risques tenant compte des niveaux de recouvrement observés sur l'année, a conduit à procéder à des reprises de provisions pour un total de 34 millions d'euros (voir note 11.2 renvoi (2)).

Note 3 Évolutions réglementaires en France

Les principales évolutions réglementaires relatives à l'exercice 2021 sont présentées ci-dessous, les évolutions 2022 sont présentées en note 41.

3.1 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 est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'energie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité

(1) Le Framework ainsi que la revue indépendante par Vigeo Eiris sont disponibles dans la section « Finance Durable » du site Internet de la Société (www.edf.fr).

par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRVE des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et de l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1er février 2021.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE a proposé que cette évolution s'applique à compter du 1er août 2021.

Cette évolution proposée est la conséquence de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1er août 2021 (soit + 0,33 % sur les TRVE TTC), de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,07 % sur les TRVE TTC) et de la remise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans comme la CRE l'avait annoncé (soit + 0,21 % sur le TRVE TTC).

La comparabilité des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er août 2020 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
02/07/2020	1,54 % TTC (1,82 % HT)	1,58 % TTC (1,81 % HT)	29/07/2020	01/08/2020
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4 % TTC (24,3 % HT)	4 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

TURPE 5 bis Distribution

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1er août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

S'agissant des charges de transport, le 14 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1er août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 % compensée par une diminution de 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP(1)).

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 1er 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, décision portant 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 1er août 2021 et à + 1,39 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

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 1er août 2021 et à + 1,57 % par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

3.2 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 tarifs réglementés électricité donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er 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.

3.3 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 du 28 juillet 2021, 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 195,3 millions d'euros au titre de 2021.

3.4 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, publiée au Journal

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser certains écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquels sont fondés les tarifs.

officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) initialement compensées via deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général, les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2021 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2021 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 9,1 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, 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 la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au Budget Général. La taxe CSPE 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 la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2021.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF au titre de l'année 2021 s'élève à 5 472 millions d'euros. Les montants encaissés sur l'année 2021 en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 8 085 millions d'euros.

L'excédent de compensation résulte principalement de l'évolution des prix de marché entre 2020 et 2021. Les charges à compenser au titre du soutien des ENR électriques, ont fortement diminué sous l'effet de la hausse des prix de marché en 2021, alors que les compensations reçues de l'État (définies dans la loi de finances 2021 sur la base de prix de marché 2020 particulièrement bas) sont très élevées.

Au 31 décembre 2021, EDF constate ainsi une dette d'exploitation due à l'État de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020).

De plus, EDF s'est acquitté, au cours de l'année 2021, d'un montant de 255 millions d'euros au titre d'un reversement de trop-perçus en 2016 portant sur l'ancien mécanisme de CSPE.

Enfin, 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 le 22 juillet 2021 sa délibération n° 2021-230 du 15 juillet 2021 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2022 (7 620 millions d'euros), la reprévision des charges au titre de 2021 (7 142 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2020 (8 034 millions d'euros).

3.5 Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er 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.

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 29 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2021-370 du 16 décembre 2021, 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 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, vecteur de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1er mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Les enchères organisées par EPEX Spot pour les années de livraison 2023 et 2024 démarreront à partir de mars 2022.

Une nouvelle phase de concertation est prévue en 2022 : celle-ci portera sur les évolutions structurelles du mécanisme à partir de l'année de livraison 2025 et nécessitera un avis favorable de la Commission européenne.

Les sessions de marché de 2020 ont été marquées par une forte hausse des prix de la capacité pour les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la prise en compte par les acteurs du risque de la moindre disponibilité du parc pour les périodes de pointe dans le contexte lié à la crise Covid-19. En 2021, les prix sont restés plutôt élevés, soutenus par les prix de l'électricité et un système électrique tendu pour l'hiver 2021-2022.

Pour les années de livraison 2017 à 2021, les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021
Prix (€/kW)	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2

L'année de livraison 2022 a été ouverte aux sessions de marché en 2020. Depuis, dix sessions de marché ont eu lieu dont six en 2021. Elles ont révélé par ordre chronologique les prix suivants :

- en 2020 : 16,6 €/kW en avril ; 38,9 €/kW en juin ; 18,1 €/kW en octobre et 18,2 €/kW en décembre ;
- en 2021 : 28,3 €/kW en mars ; 28,2 €/kW en avril ; 28,8 €/kW en juin ; 29,9 €/kW en septembre ; 31,5 €/kW en octobre et 23,9 €/kW en décembre.

3.6 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

4e période CEE (2018 à 2021)

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'Énergie et au Climat). Elle est principalement caractérisée par un fort relèvement du niveau d'obligations d'économies d'énergie (1 600 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 533 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité), et par l'introduction d'un chapitre relatif à la lutte contre la fraude (renforcement du nombre et de l'efficacité des contrôles et des sanctions).

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant.

Pour répondre à ces obligations, EDF a tout mis en œuvre pour accroître sa production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment part des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aide à l'isolation, aide au remplacement d'une chaudière à fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de la pompe à chaleur…).

Malgré le fort relèvement en 4e période du niveau d'obligations d'économies d'énergie, EDF a rempli son obligation CEE au titre de la 4e période (2018-2021) et dispose d'un stock au début de la 5e période (2022-2025).

5e période CEE (2022 à 2025)

Le décret n° 2021-712 relatif à la 5e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroit l'efficience du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles…), renforce 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) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc (obligation Précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation Classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de - 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

3.7 ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 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 aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté à 100 TWh par an (voir note 41).

Par sa délibération n° 2021-339 du 8 novembre 2021, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2022 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseaux qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH, initialement fixé à 100 TWh, à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020, permettant ainsi au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh par arrêté ministériel (voir note 41). Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire.

Concernant le guichet de novembre 2021, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF) pour livraison 2022 s'est élevée à 160,36 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,03 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 160,33 TWh, et procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur. 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 (26,4 TWh).

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés en 2020 par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 37.

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020.

La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avaient confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. En 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.

Compte de résultat

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Ventes d'énergie*	**50 390**	**41 692**
dont électricité	42 906	37 456
dont gaz	7 484	4 236
Ventes de services et divers	**2 611**	**2 623**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**53 001**	**44 315**

* *Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.*

La variation du chiffre d'affaires observée en 2021 sur les ventes d'électricité est liée à :

- des effets volumes favorables dont :
  - la hausse de la production nucléaire de 25,3 TWh, notamment en lien avec la crise sanitaire qui avait conduit en 2020 à moduler significativement la production,
  - un climat plus froid en 2021 qu'en 2020 ;
- partiellement compensés par l'évolution du portefeuille clients.

Cette progression du chiffre d'affaires s'explique également par des effets prix favorables sur les offres de marché et sur les ventes au tarif réglementé. S'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix résulte de l'indexation des tarifs au 1er février 2020 (+ 3,0 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 3,1 % sur les tarifs bleus non résidentiels), au 1er août 2020 (+ 1,82 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 1,81 % sur les tarifs bleus non résidentiels), au 1er février 2021 (+ 1,93 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 3,23 % sur les tarifs bleus non résidentiels), et au 1er août 2021 (+ 1,08 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 0,84 % sur les tarifs bleus non résidentiels).

Concernant le gaz, l'augmentation du chiffre d'affaires est principalement liée aux ventes réalisées avec EDF Trading dans un contexte de forte hausse des prix de marché en 2021.

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2021	2020
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**5 554**	**8 148**

CSPE

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 472 millions d'euros en 2021 (8 081 millions d'euros en 2020). La baisse majeure des charges à compenser en 2021 s'observe principalement sur les charges liées au soutien des ENR électriques, et résulte de la hausse des prix de marché observée entre 2020 et 2021.

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 au maximum 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 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés dans le résultat d'exploitation. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2021 :

- des charges à hauteur de 126 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 57 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 54 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 15 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 57 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	*Notes*	2021	2020
Reprises sur provisions pour risques [1]	*27*	**628**	**387**
Pensions et obligations assimilées	*30*	748	795
Gestion du combustible nucléaire usé	*28*	282	744
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*28*	227	246
Déconstruction des centrales nucléaires	*28*	186	181
Derniers cœurs	*28*	-	99
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		46	30
Autres provisions pour charges		202	88
Reprises sur provisions pour charges		**2 691**	**2 183**
Reprises sur dépréciations [2]		**330**	**253**
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION		**3 649**	**2 823**

(1) La reprise des provisions au 31 décembre 2021 porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de vente d'énergie.

(2) Dont, en 2021, une reprise de provision pour dépréciation des créances clients en lien avec la crise sanitaire de 34 millions d'euros. Cette provision avait été initialement constituée à l'occasion de la crise sanitaire (voir note 11.2 renvoi (2) et note 2.3).

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2021	2020
Autres produits d'exploitation*	1 024	745
Transferts de charges	76	101
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**1 100**	**846**

* *La variation s'explique principalement par un produit de 241 millions d'euros en 2021, relatif à l'inversion du mécanisme des compléments de rémunération au quatrième trimestre compte tenu de la hausse des prix de marché dont ont bénéficié les producteurs d'énergies renouvelables.*

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2021	2020
Achats consommés de combustibles [1]	4 422	3 269
Achats d'énergie [2]	27 752	16 783
Achats de services et autres achats consommés de biens [3]	17 354	16 161
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**43 528**	**36 213**

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire et matières fissiles principalement, gaz dans une moindre mesure, et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ils augmentent compte tenu de la hausse des achats de gaz, en lien principalement avec des effets prix avec EDF Trading, la production électrique à partir de CCG étant légèrement inférieure en 2021 par rapport à 2020.

Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1) :

- *au 31 décembre 2021, le volume des émissions s'élève à 6 millions de tonnes (5 millions de tonnes au 31 décembre 2020) ;*
- *en 2021, EDF a restitué 5 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2020 (6 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2019).*

(2) La hausse des achats d'énergie s'explique principalement par l'augmentation des achats de gaz et d'électricité sur les marchés partiellement compensée par une diminution des obligations d'achats d'électricité concernant principalement l'énergie éolienne.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services augmentent de 919 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2021, 548 millions d'euros (383 millions d'euros sur l'exercice 2020) de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 16 renvoi (4)).

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Impôts et taxes sur rémunérations	172	169
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 180	1 242
Contribution Économique Territoriale*	313	500
Taxes foncières*	288	469
Autres impôts et taxes*	301	314
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 254**	**2 694**

* *La diminution des impôts et taxes s'explique principalement par l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans le cadre de son plan de relance.*

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2021	2020
Salaires et traitements	3 720	3 694
Charges sociales	2 687	2 745
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**6 407**	**6 439**

Les charges de personnel comprennent, en 2021, 39 millions d'euros (26 millions d'euros sur l'exercice 2020) de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 16 renvoi (4)).

	2021			2020
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	27 220	30 476	57 696	58 237
Autres	2 047	2 292	4 339	4 225
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**29 267**	**32 768**	**62 035**	**62 462**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations d'exploitation

11.1 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2021	2020
Sur immobilisations incorporelles	332	296
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre [1]	3 687	3 925
• du domaine concédé [2]	318	292
Dotations aux amortissements des immobilisations	**4 337**	**4 513**
Autres dotations aux amortissements	**26**	**25**
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**4 363**	**4 538**

(1) La mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans sur le palier des centrales REP 1 300 MWe, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1er janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 562 millions d'euros (voir note 2.1.1).
S'agissant des tranches charbon, les dotations aux amortissements diminuent de 78 millions d'euros sous l'effet conjugué i) à la baisse, de la fermeture de la centrale du Havre le 31 mars 2021 ii) à la hausse, de la modification du plan d'amortissement de la centrale de Cordemais à compter du 1er juillet 2021, notamment à la suite de l'arrêt du projet Écocombust.
(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique

11.2 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	*Notes*	2021	2020
Provisions pour risques [1]	*27*	**159**	**720**
Pensions et obligations assimilées	*30*	915	798
Gestion du combustible nucléaire usé	*28*	185	625
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*28*	126	107
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	*28*	262	133
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		21	-
Autres provisions		245	210
Provisions pour charges		**2 754**	**1 873**
Dépréciations [2]		**231**	**383**
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		**3 144**	**2 976**

(1) La dotation au 31 décembre 2021, comme en 2020, porte principalement sur des contrats d'approvisionnement.
(2) La dotation au 31 décembre 2020 intégrait une dépréciation des créances clients en lien avec la crise sanitaire Covid-19 pour un montant de 85 millions d'euros. Cette provision a été reprise à hauteur de 34 millions d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 6 renvoi (2) et note 2.3).

Note 12 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 2 480 millions d'euros en 2021 (2 738 millions d'euros en 2020) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

L'évolution des autres charges d'exploitation s'explique notamment par une diminution des compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables, compte tenu de la hausse des prix de marché sur le quatrième trimestre 2021.

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 (LTECV). 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. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)		2021		2020
Produits financiers de participations [1]		1 957		1 782
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé [2]		905		638
Charges et produits d'intérêts et assimilés		**(1 264)**		**(1 408)**
• *Charges sur dettes financières long terme après couvertures*	*(1 635)*		*(1 717)*	
• *Autres*	*371*		*309*	
Résultat de change		(196)		(232)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement		(239)		(106)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :		**(2 628)**		**(3 177)**
• *Charges d'actualisation avantages au personnel*	*(292)*		*(395)*	
• *Charges d'actualisation provisions nucléaires [3]*	*(2 090)*		*(3 558)*	
• *Provision sur TIAP [4]*	*(104)*		*(49)*	
• *Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges*	*282*		*535*	
RÉSULTAT FINANCIER		**(1 465)**		**(2 503)**

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- *EDF Holding SAS détenant EDF Trading (603 millions d'euros en 2021 et 443 millions d'euros en 2020) ;*
- *C3 détenant EDF Investissements Groupe (183 millions d'euros en 2021 et 149 millions d'euros en 2020) ;*
- *Enedis (540 millions d'euros en 2021 et 508 millions d'euros en 2020) ;*
- *EDEV (87 millions d'euros en 2021 et 72 millions d'euros en 2020) ;*
- *EDF Nam Theun Holding (36 millions d'euros en 2021 et 22 millions d'euros en 2020) ;*
- *EDF PEI (88 millions d'euros en 2021 et 94 millions d'euros en 2020) ;*
- *EDF Immo (63 millions d'euros en 2021 et 72 millions d'euros en 2020) ;*
- *Framatome (37 millions d'euros en 2021 et 47 millions d'euros en 2020) ;*
- *CTE (130 millions d'euros en 2021 et 184 millions d'euros en 2020).*

(2) Au 31 décembre 2020, ce poste intégrait un produit de 6 millions d'euros au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE. Cette créance a été intégralement remboursée par l'État en 2020.

(3) En 2021, la baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'actualisation réel de 10 points de base en 2021 contre 20 points de base en 2020 et accessoirement par l'effet de l'allongement de la durée d'amortissement à 50 ans des centrales nucléaires 1 300 MWe (voir note 2.1.1).

(4) La variation s'explique principalement par une évolution moins favorable des marchés obligataires en 2021 comparée à 2020 (voir note 18.1 renvoi (4)).

Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2021, le résultat exceptionnel représente un produit net de 1 765 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 1 070 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- un produit de 501 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre AREVA et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2.1.5) ;
- comme détaillé ci-dessous, EDF avait constitué au 31 décembre 2020 une provision pour contentieux fiscaux de (538) millions d'euros relative à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme à la suite de la décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. En exécution de cette décision, la Société a décaissé 85 millions d'euros en juin 2021 au titre des exercices 2014 et 2015 et 374 millions d'euros en juillet 2021 au titre des exercices 2008 à 2010. La provision a ainsi été reprise à hauteur de 459 millions d'euros (voir note 31 renvoi (1)). La charge correspondante a été comptabilisée en charge d'impôt. Au 31 décembre 2021, la provision s'élève désormais à 69 millions d'euros, tenant compte des décaissements précédemment cités ainsi que de la réévaluation du risque au titre de 2021. Cette provision concerne les exercices 2012-2013 et la période 2016-2021. Par ailleurs, la Société a formé un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision ;
- des dotations aux provisions pour charges en lien avec des procédures contentieuses en cours ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 30 millions d'euros.

Au 31 décembre 2020, le résultat exceptionnel représente un produit net de 425 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 780 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 175 millions d'euros ;
- la dotation d'une provision pour contentieux fiscaux de (538) millions d'euros à la suite de la décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État. Pour la période 2008 à 2017, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Comme indiqué dans les états financiers au 31 décembre 2019, ce redressement réitéré chaque année représentait un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour Administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par une décision du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour.

Note 15 Impôt sur les bénéfices

15.1 Groupe fiscal

Depuis le 1er 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 2021 comprend 285 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

15.2 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 1 410 millions d'euros au titre de l'exercice 2021 (406 millions d'euros de produit d'impôt en 2020).

Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de 741 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2021. Celle-ci tient compte d'une charge d'impôt de 325 millions d'euros liée à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 1 300 MWe en France (voir note 2.1.1) ;
- une charge de 867 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel, celle-ci intègre un montant de 459 millions d'euros au titre des contentieux fiscaux décrits en note 14 ;
- un produit de 198 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 Situation fiscale différée et latente

La fiscalité latente et différée 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 latentes et différées, 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)	31/12/2021	31/12/2020	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
• Provisions non déductibles [1]	(15 469)	(16 589)	1 120
• Instruments financiers et écarts de conversion	(5 656)	(4 717)	(939)
• Autres	(457)	(529)	72
Total actif d'impôt – taux de droit commun	**(21 582)**	**(21 835)**	**253**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
• Instruments financiers et écarts de conversion	2 450	2 224	226
• Autres	2 723	2 678	45
Total passif d'impôt – taux de droit commun	**5 173**	**4 902**	**271**
• Plus-value en sursis d'imposition	-	-	-
• Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(11)	(25)	14
Total actif d'impôt – taux réduit	**(11)**	**(25)**	**14**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(16 420)**	**(16 958)**	**538**
Créance future d'impôt au taux de droit commun [2]	4 237	4 510	(273)
Créance future d'impôt au taux réduit	2	4	(2)

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi ainsi que les économies d'impôt latentes résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause dans le cadre des contentieux fiscaux en cours.

(2) Tenant compte de l'application aux différences temporaires long terme d'un taux d'impôt sur les sociétés de 25,82 %.

Bilan

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2021
Logiciels	2 384	449	65	2 768
Autres	285	14	1	298
Immobilisations incorporelles	**2 669**	**463**	**66**	**3 066**
Terrains	119	2	1	120
Constructions et agencements de terrains	11 995	305	72	12 228
Tranches de production nucléaire	63 437	3 934	1 473	65 898
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 407	263	199	13 471
Réseau du domaine propre	1 125	32	2	1 155
Autres immobilisations corporelles	1 738	145	80	1 803
Immobilisations corporelles du domaine propre (1)	**91 821**	**4 681**	**1 827**	**94 675**
Terrains	48	-	-	48
Constructions et agencements de terrains	10 786	97	86	10 797
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 813	79	26	1 866
Réseau du domaine concédé	3 153	175	31	3 297
Autres immobilisations corporelles	20	1	-	21
Immobilisations corporelles du domaine concédé (2)	**15 820**	**352**	**143**	**16 029**
Immobilisations corporelles	17 431	5 140	4 781	17 790
Immobilisations incorporelles	1 189	651	470	1 370
Avances et acomptes versés sur commandes	3 020	62	-	3 082
Immobilisations en cours (3)	**21 640**	**5 853**	**5 251**	**22 242**
TOTAL DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES (4)	**131 950**	**11 349**	**7 287**	**136 012**

(1) Les immobilisations corporelles du domaine propre comprennent au 31 décembre 2021 56 Diesels d'Ultime Secours (DUS) pour un montant de 1 913 millions d'euros (dont la mise en service en 2019 de 35 DUS pour 1 224 millions d'euros, la mise en service en 2020 de 20 DUS pour 645 millions d'euros et la mise en service en 2021 du dernier DUS pour 44 millions d'euros, conformément au calendrier agréé par l'ASN).

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.

(3) 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). Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment au 31 décembre 2021 les études relatives à EPR 2 pour 707 millions d'euros (538 millions d'euros au 31 décembre 2020) et aux SMR (Small Modular Reactors) pour 69 millions d'euros.

(4) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2021 est de 12 164 millions d'euros (soit 11 860 millions d'euros en immobilisations en cours et 304 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 529 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 781 millions d'euros ; soit un coût de construction cumulé en valeur historique de 10 854 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2021 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 98 millions d'euros.*

Par ailleurs, le 12 janvier 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros$_{2015}$ hors intérêts intercalaires.

Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indiquait que selon ses calculs, aux coûts de construction, communiqués par EDF lors de son communiqué de presse du 9 octobre 2019, de 12,4 milliards d'euros$_{2015}$ s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros$_{2015}$ dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers qui, en normes françaises, sont comptabilisés en charges. Comme indiqué ci-dessus, les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021. Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR 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 2021 à 587 millions d'euros dont 548 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 8 renvoi (3)) et 39 millions d'euros de charges de personnel (voir note 10). Les coûts complémentaires induits par le réajustement communiqué le 12 janvier 2022 seront comptabilisés en charges d'exploitation.

** Pas de capitalisation des intérêts intercalaires dans les comptes sociaux.*

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le reacteur EPR2 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 EPR2. 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 MWe au lieu de 1 450 MWe pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait avec la filière d' ci mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de

concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires.

Dans l'attente d'une décision sur EPR2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les pouvoirs publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), l'identification des sites d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Le programme a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, 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. Aucune décision d'investissement n'a été prise à ce stade, ce programme devra faire l'objet d'une régulation et d'un financement adaptés.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR *Small Modular Reactors*)

Concernant les réacteurs de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™, centrale à eau pressurisée de 340 MWe composée de deux modules de 170 MWe, s'est poursuivi en 2021. Dans cette fourchette de puissance, le produit est conçu pour être largement commercialisable à l'export, de manière à contribuer au remplacement massif des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. Cette commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devra démarrer à l'horizon 2030.

Le développement du produit, son industrialisation et sa commercialisation se font sous le pilotage d'EDF, qui bénéficie de l'appui des ingénieries du CEA, Naval Group et TechnicAtome. Compte tenu de sa cible à l'export, ce développement fait également l'objet d'instructions d'opportunités de coopérations avec un ou plusieurs partenaires internationaux, notamment européens.

La phase de *conceptual design* actuellement en cours bénéficie d'un soutien public budgétaire de 50 millions d'euros octroyé par l'État français dans le cadre du plan « France Relance ».

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2021
Logiciels	1 426	318	64	1 680
Autres	140	14	-	154
Immobilisations incorporelles	**1 566**	**332**	**64**	**1 834**
Terrains et constructions	7 858	285	68	8 075
Tranches de production nucléaire*	42 158	3 470	1 489	44 139
Matériel et outillage industriel hors réseau	9 308	577	195	9 690
Réseau du domaine propre	563	32	2	593
Autres immobilisations corporelles	1 152	139	74	1 217
Immobilisations corporelles du domaine propre	**61 039**	**4 503**	**1 828**	**63 714**
Terrains et constructions	6 754	152	84	6 822
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 104	37	23	1 118
Réseau du domaine concédé	1 328	89	25	1 392
Autres immobilisations corporelles	11	-	-	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**9 197**	**278**	**132**	**9 343**
Immobilisations corporelles en cours	**84**	**22**	**17**	**89**
TOTAL DES AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	**71 886**	**5 135**	**2 041**	**74 980**

* *L'augmentation des amortissements et dépréciations des « Tranches de production nucléaire » est impactée par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 1 300 MWe au 1er janvier 2021 pour 1 031 millions d'euros (voir note 2.1.1). Cette augmentation est en effet liée à la baisse des provisions nucléaires (voir note 28) dont la contrepartie est inscrite en dépréciation des actifs associés pour les provisions adossées à des actifs.*

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 MWe, 20 réacteurs 1 300 MWe et 4 réacteurs 1 450 MWe, est de 50 ans pour les paliers 900 MWe (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MWe (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, qui prévoit – outre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim qui a été effective sur le premier semestre 2020 conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 abrogeant l'autorisation d'exploiter la centrale – la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035, ce qui correspond à une fermeture de deux réacteurs 900 MWe en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale (deux autres réacteurs pourraient également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilegiées pour ces deux réacteurs les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'arrêt total d'un site. À la demande du gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est

également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre. Ainsi, nonobstant les durées d'amortissement indiquées ci-dessus, l'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à prendre en compte, depuis 2020, différents scénarios de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MWe, avec un effet à la hausse de 29 millions d'euros des provisions nucléaires (en particulier sur les provisions pour déconstruction, du fait du raccourcissement de quelques années des échéanciers de decaissement). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations aux amortissements sans impact significatif sur les comptes d'EDF.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1er juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1er avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust.

Le 31 mars 2021, la centrale du Havre a été mise à l'arrêt définitivement.

Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Ecocombust de développement d'un combustible à base de bois « déchets », dit de classe B, alternatif au charbon, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies : le coût du projet qui ne permettait pas de garantir un prix attractif du produit final et le retrait récent de notre partenaire industriel.

EDF avait initié le projet Ecocombust en 2015. Depuis fin 2018, le projet consistait à la fois à adapter la centrale de Cordemais à ce combustible alternatif et à produire des granulés sur site en y créant une usine de production dédiée. EDF a mené avec succès des études de faisabilité technique et environnementale.

Le caractère très innovant et le manque de retour d'expérience sur ce type de produit, ainsi que l'envolée récente des prix des matières premières, ont pénalisé l'économie du projet. De plus, le partenaire avec lequel EDF avait ouvert les discussions concernant le traitement des effluents de l'usine de production de granulés a décidé de se retirer du projet. Ce retrait entraînant un retard dans la date de mise en service industrielle à 2024, la centrale de Cordemais n'aurait pas pu produire de l'électricité via un combustible alternatif au charbon sur la période 2022/2024.

La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie et Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. La date de fin d'amortissement est ainsi maintenue, à ce stade, à 2026, mais le plan d'amortissement a été accéléré à compter du second semestre 2021 afin de tenir compte des nouvelles modalités de fonctionnement envisagées. Les dépenses investies dans le cadre du projet Ecocombust ont par ailleurs été dépréciées au 30 juin 2021.

17.1 Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » au 1er janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite en note 1.6, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,1 % au 31 décembre 2021 (5,2 % au 31 décembre 2020). S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation, la stratégie d'EDF correspondant à une durée de fonctionnement d'au moins 50 ans. Il est également tenu compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MWe telles qu'inscrites dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le test intègre les dernières prévisions concernant Flamanville 3 – voir note 2.1.2 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) établies en janvier 2022, avec un calendrier ajusté tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage du projet. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023 et l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros,[illegible] à 12,7 milliards d'euros[illegible] (hors intérêts intercalaires).

Au 31 décembre 2021, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en nette augmentation par rapport au 31 décembre 2020, impactée favorablement par la hausse des scénarios de prix court terme, moyen et long terme, les autres variations d'hypothèses du test ayant des impacts modérés ou mineurs.

Le test a été mis à jour en sensibilité pour évaluer l'effet des communications faites par le Groupe le 13 janvier 2022 concernant la décision par le gouvernement de l'attribution de 20 TWh complémentaires de volume d'ARENH pour 2022 au prix de 46,2 euros/MWh, ainsi que celles du 13 janvier puis du 7 février concernant la révision à la baisse de son estimation de production nucléaire pour 2022 et celle du 11 février concernant l'estimation de production nucléaire pour 2023 (voir note 41). Ces éléments viennent diminuer sensiblement la marge du test, qui reste largement positive.

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 ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Note 18 Immobilisations financières

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2021	Montants cumulés au 31/12/2020
Participations [1]	60 923	60 006
Créances rattachées aux participations	51	51
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	25 201	24 347
Autres titres immobilisés	202	199
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [3]	23 829	16 422
Total valeur brute des immobilisations financières	**110 206**	**101 025**
Dépréciations des participations et créances rattachées	(709)	(712)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés [4]	(404)	(293)
Total dépréciations	**(1 113)**	**(1 005)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**109 093**	**100 020**

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- *des prises de participations effectuées par EDF Invest dont :*
  - *la souscription au capital de C71 (société détenant des fibres optiques situées dans les réseaux d'initiatives publiques en France) pour un montant de 374 millions d'euros,*
  - *la souscription au capital de 92 France (société détenant un actif immobilier en France) pour un montant de 94 millions d'euros,*
  - *la souscription au capital de C82 (société détenant un actif immobilier en France) pour un montant de 44 millions d'euros,*
  - *la souscription au capital de C84 (société détenant un actif immobilier en Allemagne) pour un montant de 41 millions d'euros ;*
- *des souscriptions à des augmentations de capital dont :*
  - *la souscription à l'augmentation de capital de C77 (société détenant des actifs immobiliers en Europe) pour un montant de 171 millions d'euros,*
  - *la souscription à l'augmentation de capital de C79 (société détenant un actif immobilier en France) pour un montant de 99 millions d'euros,*
  - *la souscription à l'augmentation de capital de EDF Pulse Holding pour un montant de 75 millions d'euros,*
  - *la souscription à l'augmentation de capital de C72 (société détenant Energy Assets Group (EAG,) pour un montant de 74 millions d'euros.*

Par ailleurs, au 31 décembre 2021, la valeur des titres de participation de Framatome a été diminuée de 14 millions d'euros en lien avec les éléments signés relatifs aux ajustements de prix. La valeur s'établit désormais à 2 014 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 2 028 millions d'euros au 31 décembre 2020.

(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 de 1 070 millions d'euros sur l'exercice 2021 (voir note 14). Ces plus-values nettes sont réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés.

(3) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2021 est de 23 782 millions d'euros, dont 13 048 millions d'euros pour EDF International, 2 943 millions d'euros pour EDF Trading, 2 881 millions d'euros pour EDF Renouvelables, 1 997 millions d'euros pour Enedis, 1 788 millions d'euros pour Dalkia, et 568 millions d'euros pour PEI.

(4) La variation s'explique principalement par une évolution moins favorable des marchés obligataires en 2021 comparée à 2020 ayant entraîné des dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 13 renvoi (4)).

18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres detenus	Depreciations 31/12/2021	% du capital détenu	Capitaux propres 2020	Résultat de l'exercice 2020	Dividendes reçus en 2021	Chiffres d'affaires 2020
I. Filiales							
• Sociétés Holdings							
EDFV	6 891	-	100	6 387	93	87	ns
EDF International	25 950	-	100	16 958	(1 084)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	1 105	137	88	762
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 748	603	603	-
Société C3	11 196	-	100	11 527	192	183	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 482	66	63	-
EDF Group Support Services	ns	-	100	1	1	1	165
CTE*	2 765	-	50,1	5 289	359	180	-
C45	99	4	100	87	(2)	11	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	100	427	21	36	-
C73	143	*	100	126	(9)	6	-
C74	123	45	100	105	(9)	3	-
C71	374	-	100	-	ns	-	-
C77	171	-	100	ns	ns	4	-
C79	119	ns	100	11	ns	3	-
Autres	2 835	230	100	2 209	58	129	-
• Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	5	-	50	9	-	-	5
Dalkia	967	140	99,9	421	(30)	-	2 109
Enedis	2 700	-	100	5 615	676	540	14 494
Framatome	2 614	-	75,5	2 600	101	37	2 066
Edvance	12	-	80	41	20	10	603
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	140	-	-	-
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	93	3	-	13
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	50	8	ns	ns	3
• Autres (GIE EIFER)	130	125	-	-	-	-	-
TOTAL I	**60 729**	**559**				**1 934**	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).
** CTE : société détenant à 100 % RTE.*

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Dépréciations 31/12/2021	% du capital détenu	Capitaux propres 2020	Résultat de l'exercice 2020	Dividendes reçus en 2021
I Filiales						
Total I Report des filiales	**60 729**	**559**	-	-	-	**1 934**
II Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
• Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Trimet France	130	94	35	296	34	10
Dalkia Investissements	63	56	50,0	16	1	ns
Total II.1	**193**	**150**				**10**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	121	5	ns
Total II.2	**1**	-				-
Total II	**194**	**150**	-	-	-	**10**
Total brut des filiales et participations	**60 923**	**709**	-	-	-	**1 944**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**60 214**		-	-	-	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

18.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**24 347**	**24 195**	**27 148**	**25 201**	**24 944**	**29 741**

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2021, 24 944 millions d'euros d'actifs dédiés.

18.5 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.

	31/12/2020			Variation	31/12/2021		
(en millions d'euros)	Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette		Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette
ACTIONS PROPRES	**10**	-	**10**	**2**	**14**	**(2)**	**12**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » au 31 décembre 2021 s'élève à 1 174 554 actions pour une valeur nette de 12 millions d'euros.

18.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2021	Montants bruts au 31/12/2020
	< 1 an [1]	1 à 5 ans [2]	> 5 ans		
Créances rattachées aux participations	2	-	49	51	51
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [3]	9 262	12 647	1 920	23 829	16 422
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**9 264**	**12 647**	**1 969**	**23 880**	**16 473**

(1) Dont 3,11 milliards d'euros à EDF International, 2,94 milliards d'euros à EDF Trading et 1,88 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(2) Dont 9,94 milliards d'euros à EDF International, 1 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(3) La variation s'explique principalement par des prêts accordés aux filiales en 2021 pour 2,9 milliards d'euros à EDF Trading, 2,2 milliards d'euros à EDF International, 1,1 milliard d'euros à Enedis et 0,8 milliard d'euros à EDF Renouvelables.

Note 19 Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 471	(39)	8 432	8 322	(33)	8 289
Autres matières premières	126	-	126	265	(32)	233
Autres approvisionnements	2 000	(250)	1 750	1 963	(236)	1 727
En cours de production et autres stocks*	645	-	645	292	-	292
TOTAL STOCKS	**11 242**	**(289)**	**10 953**	**10 842**	**(301)**	**10 541**

** La hausse des « En cours de production et autres stocks » s'explique principalement par l'augmentation du stock de CEE au 31 décembre 2021.*

Note 20 Créances de l'actif circulant et disponibilités

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2021	Montants bruts au 31/12/2020
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	**353**	**134**	**232**	**719**	**723**
• Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 532	-	-	2 532	2 389
Factures à établir [1]	16 816	-	-	16 816	13 684
• Autres créances d'exploitation [2]	4 566	64	220	4 850	6 515
Créances d'exploitation	**23 914**	**64**	**220**	**24 198**	**22 588**
Instruments de trésorerie [3]	892	823	814	2 529	1 814
Disponibilités [4]	8 397	-	-	8 397	5 364
Charges constatées d'avance	305	224	486	1 015	987
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**33 861**	**1 245**	**1 752**	**36 858**	**31 476**

(1) La hausse sur la période concerne principalement les créances vis-à-vis d'EDF Trading dans un contexte de hausse des prix ainsi que les créances relatives à l'énergie livrée non facturée.

(2) Elles comprennent 3 464 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes. En 2020, les autres créances d'exploitation comprenaient 1 974 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une dette de 294 millions d'euros en 2021 (voir note 32 renvoi (4)).

(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 d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (36 millions d'euros au 31 décembre 2021 sans équivalent au 31 décembre 2020 du fait d'une présentation nette créditrice au passif du bilan pour un montant de 2 345 millions d'euros (voir note 32 renvoi (5)).

(4) La variation s'explique principalement par 2 822 millions d'euros résultant d'émissions de TCN nettes de remboursements et 874 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques et dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 33 renvoi (2)).

Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020	Variation de l'exercice
OPCVM	2 598	2 443	155
TCN court terme en euros et en devises [1]	50	1 738	(1 688)
Titres reçus en garantie [2]	408	-	408
Obligations [1]	7 500	8 830	(1 330)
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	49	54	(5)
Total valeur brute	**10 605**	**13 065**	**(2 460)**
Dépréciations	(20)	(4)	(16)
TOTAL VALEUR NETTE	**10 585**	**13 061**	**(2 476)**

(1) La diminution des TCN et des obligations s'explique par la volonté de réduire le risque crédit et d'augmenter les actifs liquides (comptes à vue, OPCVM).

(2) Ils comprennent 408 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 33 renvoi (3)).

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020	Variation
Valeurs mobilières de placement	10 605	13 065	(2 460)
Disponibilités	8 435	5 364	3 069
Sous-total à l'actif du bilan	**19 038**	**18 429**	**609**
OPCVM en euros	(2 598)	(2 443)	(155)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(50)	(937)	887
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	(801)	801
Titres reçus en garantie	(408)	-	(408)
Obligations	(7 500)	(8 830)	1 330
Actions propres	-	-	-
Intérêts courus	(49)	(54)	5
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(10 605)**	**(13 065)**	**2 460**
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	(6 872)	(5 620)	(1 252)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie*	**1 561**	**(256)**	**1 817**
Élimination de l'incidence des variations de change			80
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(316)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE*			**1 581**

** Voir tableau de flux de trésorerie.*

(1) Dont 36 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2021 (voir note 20 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 C2, C3, EDF Holding et EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, PEI, 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 23 Écarts de conversion-actif

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2021 une perte de change de 1 324 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 1 043 millions d'euros au 31 décembre 2021 (576 millions d'euros au 31 décembre 2020) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2021 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 281 millions d'euros (296 millions d'euros au 31 décembre 2020). 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 ni en 2021) 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 2021 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2020).

Note 24 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 2019	**1 552**	**20 334**	**7 547**	**1 593**	**159**	**5 935**	**37 120**
Affectation du résultat 2019	-	5	1 588	(1 593)	-	-	-
Résultat 2020	-	-	-	222	-	-	222
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Acompte sur dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Annulation d'actions propres [1]	(2)	(22)	(14)	-	-	-	(38)
Autres variations	-	(1)	-	-	1	(149)	(149)
Situation au 31 décembre 2020	**1 550**	**20 316**	**9 121**	**222**	**160**	**5 786**	**37 155**
Affectation du résultat 2020	-	-	222	(222)	-	-	-
Résultat 2021	-	-	-	1 457	-	-	1 457
Augmentation de capital au 07/06/2021	29	587	-	-	-	-	616
Distribution de dividendes	-	-	(651)	-	-	-	(651)
Augmentation de capital au 02/12/2021	40	859	-	-	-	-	899
Acompte sur dividendes 2021	-	-	(947)	-	-	-	(947)
Autres variations [2]	-	10	42	-	7	(9)	50
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2021	**1 619**	**21 772**	**7 787**	**1 457**	**167**	**5 777**	**38 579**

(1) À la suite de la décision du Conseil d'administration d'EDF en date du 29 juillet 2020 de procéder à l'annulation de 3 697 507 actions autodétenues par imputation sur les capitaux propres pour un montant de (38) millions d'euros.

(2) Les « Autres variations » comprennent l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 42 millions d'euros. Cet ajustement résulte de l'évolution de la méthode d'attribution des droits pour l'évaluation des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière (voir note 1.1).

24.1 Capital social

Au 31 décembre 2021, le capital social s'élève à 1 619 338 374 euros, composé de 3 238 676 748 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,88 % par l'État, 14,77 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,32 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,03 % d'actions autodétenues.

En juin 2021, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2020 s'est traduit par une augmentation du capital social de 29 millions d'euros et une prime d'émission de 587 millions d'euros, à la suite de l'émission de 57 908 528 actions nouvelles.

En décembre 2021, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 40 millions d'euros et une prime d'émission de 859 millions d'euros, à la suite de l'émission de 80 844 641 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 6 mai 2021 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2020 à 0,21 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,231 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2020 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2020 s'élève à 36 millions d'euros.

Le 4 novembre 2021, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende de 0,30 euro par action au titre de l'exercice 2021, mise en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 2 décembre 2021 pour un montant de 947 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 48 millions d'euros.

24.3 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCÉANEs)

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCÉANEs 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). Au 31 décembre 2021, l'opération est sans impact sur les capitaux propres car aucun souscripteur n'a exercé son option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes.

Note 25 Autres fonds propres

Au 31 décembre 2021, les autres fonds propres présentent un solde de 12 857 millions d'euros composé :

- de titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement valorisés pour des montants nets des rachats de 4 579 millions d'euros et 3 206 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2018 valorisés pour un montant de 1 250 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2019 valorisés pour un montant de 497 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 084 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour un montant de 1 241 millions d'euros (1 250 millions d'euros en nominal net de 9 millions d'euros au titre de la prime de remboursement) (voir note 2.2.1).

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 578 millions d'euros au 31 décembre 2021 (512 millions d'euros au 31 décembre 2020). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture » (voir note 13).

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 %
01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
09/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
11/2019	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 %

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Contre-valeur des biens	107	106
Écarts de réévaluation	758	790
Amortissement de caducité	377	324
Concessions d'énergie hydraulique	**1 242**	**1 220**
Contre-valeur des biens	2 008	1 918
Financement du concessionnaire non amorti	(1 306)	(1 219)
Amortissement du financement du concédant	370	354
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	9
Concessions de Distribution Publique*	**1 078**	**1 062**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 320**	**2 282**

* *Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).*

Note 27 Provisions pour risques

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2020	Exploitation (3)	Financières	Suite à utilisation (3)	Prov. sans objet (2)	Financières	31/12/2021
Provisions pour pertes de change (1)	512	-	267	-	-	(34)	745
Provisions pour contrats déficitaires (2)	2 233	122	-	(163)	(352)	-	1 840
Autres provisions pour risques	395	37	-	(72)	(41)	-	319
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**3 140**	**159**	**267**	**(235)**	**(393)**	**(34)**	**2 904**

(1) Les provisions pour perte de change d'un montant de 745 millions d'euros au 31 décembre 2021 concernent principalement les emprunts hybrides pour 533 millions d'euros et les autres emprunts après couvertures pour 205 millions d'euros. Les dotations aux provisions pour pertes de change concernent les emprunts hybrides pour 264 millions d'euros.

(2) Les reprises nettes sur les provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 393 millions d'euros concernent principalement un contrat long terme d'achat de GNL.

(3) Voir notes 6 et 11.2.

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

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 dans la note 1.15.1 :

- 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 38).

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 :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2020	Exploitation [3]	Financières [1]	Suite à utilisation [3]	Provision sans objet [3]	Autres mouvements [2]	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	11 322	1 185	505	(806)	(476)	89	11 819
• *dont non liées au cycle d'exploitation*	1 297	366	89	(15)	-	(11)	1 726
• dont hors périmètre *loi du 28 juin 2006**	1 076	42	54	(36)	-	-	1 136
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	126	854	(224)	(3)	180	14 233
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**24 622**	**1 311**	**1 359**	**(1 030)**	**(479)**	**269**	**26 052**
dont aval du cycle nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	**23 546**	**1 269**	**1 305**	**(994)**	**(479)**	**269**	**24 916**
dont aval du cycle nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	**1 076**	**42**	**54**	**(36)**	**-**	**-**	**1 136**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	262	649	(186)	-	(484)	17 730
Provisions pour derniers cœurs	2 711	-	83	-	-	(134)	2 660
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**20 200**	**262**	**732**	**(186)**	**-**	**(618)**	**20 390**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**44 822**	**1 573**	**2 091**	**(1 216)**	**(479)**	**(349)**	**46 442**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	**43 746**	**1 531**	**2 037**	**(1 180)**	**(479)**	**(349)**	**45 306**
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	**1 076**	**42**	**54**	**(36)**	**-**	**-**	**1 136**

* *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'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 474 millions d'euros et les effets de la variation du taux d'actualisation réel en 2021 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 617 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'année 2021 s'explique notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe pour (1 016) millions d'euros au 1er janvier 2021 (voir note 2.1.1), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cet impact sur les provisions liées à la production nucléaire s'explique principalement par le décalage des flux de décaissements (effet d'actualisation sur les provisions), et intègre également une révision à la marge des devis pour prendre en compte l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les entreposages ou centres de stockage, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi.

Cette diminution des provisions liées à la production nucléaire de (1 016) millions d'euros est présentée :

- *en « Autres mouvements » pour (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;*
- *en « Dotations d'exploitation » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat.*

Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021 pour les provisions adossées à des actifs pour 495 millions d'euros.

(3) Voir notes 6 et 11.2.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui 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, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC 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.

28.1 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 traitées 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.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) comprend 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 exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont 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, fixe 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 sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016-2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF a traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de ce contrat, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros a été comptabilisée et couvre l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission.

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), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MWe puis dans certaines tranches 1 300 MWe. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018.

L'exploitation sur 50 ans du palier 1 300 MWe – traduite dans les comptes au 30 juin 2021 avec la durée d'amortissement des tranches 1 300 MWe allongée de 40 ans à 50 ans – qui s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'uranium de retraitement enrichi dans les réacteurs 1 300 MWe, et l'atteinte des jalons industriels significatifs de la reprise de la filière, notamment la mise en service de l'usine de vitrification des résidus de TENEX sur le second semestre 2021, permettent de confirmer que l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière sont dorénavant remplies. En conséquence, sur le plan comptable, une reprise partielle de la provision entreposage de l'uranium de retraitement a été effectuée, pour un montant de 476 millions d'euros, le montant de cette reprise étant assis sur un fonctionnement des tranches concernées sur 50 ans.

D'autre part, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle. 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 qui sera exploitée par EDF (voir plus bas) et dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage 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 et EDF en 2019, en lien avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague (coût provisionné à ce titre à hauteur de 168 millions d'euros au 31 décembre 2020). Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE).

Les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme. Ce moindre recyclage a pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme.

En conséquence, les provisions ont été augmentées en 2021 pour un montant de 362 millions d'euros en prenant en compte ces deux solutions industrielles, intégrant une perspective de capacités d'entreposage de l'ordre de 3 100 tonnes par rapport à la situation sans densification ni entreposage à sec.

Par ailleurs, la provision 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) ou à l'uranium issu du traitement, 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 38). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction d'un entreposage centralisé sous eau 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, 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. Elle a été suspendue le 3 février 2022 pour se donner le temps de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées, et se poursuivra du 20 juin 2022 au 8 juillet 2022.

28.2 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	31/12/2021	31/12/2020
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES – Morvilliers (Andra) FMA : CSA – Soulaines (Andra)	3 093	2 856
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (Andra)	394	365
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 746	10 079
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**14 233**	**13 300**

Déchets TFA et FMA

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 Soulaines, 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, 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 ;
- des avant-projets d'une installation d'entreposage et de découpe avant stockage des Tubes Guide de Grappes.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part a conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est par ailleurs à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets TFA-FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockages, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvraient la porte à une évolution réglementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité ». Les textes réglementaires (décrets du ministère de la Transition écologique) sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit les études engagées en vue de construire une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, en France et à l'étranger. 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.

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, mais du fait 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 Soulaines (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 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5e édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau Avant Projet Sommaire – APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

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).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

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.

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.

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.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a 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. Le groupe d'experts mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

La revue de conception détaillée, organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants, a rendu ses conclusions fin 2020. 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.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base), précédemment prévue pour 2021, devrait désormais intervenir en 2022, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création, prévue aujourd'hui pour 2025. Les producteurs ont en revanche toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et l'objet d'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. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue début 2022.

Enfin, 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). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est par ailleurs à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés). Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions « reprise et conditionnement des déchets ».

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. À fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service.

28.3 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 principalement 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. 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). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP de Chooz, 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 à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais la centrale présente 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 MWe 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.

Concernant 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, l'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de démarquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. À partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier. L'année 2021 a été marquée par l'évacuation complète du combustible de la tranche 1, la préparation de la décontamination du circuit primaire qui aura lieu en 2022 ainsi que par l'expédition des premiers déchets d'exploitation vers ICEDA et des parties supérieures des Générateurs de Vapeurs à la filiale Cyclife Sweden pour traitement, conformément aux objectifs des travaux et études du projet de préparation du démantèlement Fessenheim.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation 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 :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2020	Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet	Autres mouvements [2]	31/12/2021
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	-	396	(7)	-	(484)	12 680
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	262	253	(179)	-	-	5 050
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**17 489**	**262**	**649**	**(186)**	**-**	**(484)**	**17 730**

(1) Il s'agit des charges financières de désactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent notamment l'impact de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 2.1.1), compensé en partie par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MWe, 1 300 MWe et N4)

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 MWe) et dont les résultats ont été corroborés par une intercomparaison 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 à la suite de cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit 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 MWe, 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.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation et de série 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 des 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 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. 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 MWe 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 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 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). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MWe hors spécificité du site Fessenheim. Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré *via* une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 15,7 % pour l'ensemble du parc (19,5 % pour la tête de série 900 MWe).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a depuis donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, le séquencement des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté à la suite de l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MWe 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 prédémantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une intercomparaison 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.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros$_{20xx}$) de 2 tranches TTS 900 MWe (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MWe à comparer aux 0,36 milliard d'euros de coût moyen 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) à Bugey, Saint-Laurent et 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 2nd génération).

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. En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 28.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

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

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

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. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des 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.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique à la suite de l'arrêt des chantiers lors de la 1re phase de confinement et à la suite d'un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros à la suite de la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu – DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installations et le début de la phase de démantèlement ultime et assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC – atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix – a été réalisée sur la base d'études d'Avant-Projet Sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

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) a 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, Superphenix 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.

Au 31 décembre 2021, 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	288	259
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim*	829	707
Réacteur Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 478	3 136
Réacteur à eau lourde – Brennilis	323	284
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	534	479

* *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 0,88 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 télé-opérés 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 6,6 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 télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliard 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 MWe).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction 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 prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en 2024. Dans le cadre du nouveau scénario DCC, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 (contre 2047 précédemment) ;
- Réacteurs graphites gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu 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 seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets 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 2033, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;
- Creys Malville : 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 (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;
- 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. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). L'enquête publique a été lancée comme prévu le 15 novembre 2021 pour une durée de 7 semaines. L'avis du commissaire enquêteur est attendu mi-février 2022.

28.4 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, 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 de la 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 ») (voir note 14).

En 2020, à la suite de la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe au 1er janvier 2021 (voir note 2.1.1), les provisions pour derniers cœurs évoluent peu.

28.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

28.5.1 Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

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 s'établit à 3,46 % pour 2021. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er 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 2021 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [-0,6 % ; 0,6 %] ([-0,6 % ; 0,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [0,6 % ; 3,1 %] ([0,2 % ; 3,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,46 % (3,51 % à fin 2020) 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 des *spreads* d'obligations pris en compte aux 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 %), soit une hypothèse d'inflation de 1,7 % au 31 décembre 2021, en hausse de 50 points de base par rapport au 31 décembre 2020, qui reflète en particulier la hausse observée des points morts d'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2021, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 3,3 % – l'augmentation étant liée notamment à celle de la courbe de taux souverains – et 1,2 % au 31 décembre 2020), soit un taux d'actualisation réel de 2,0 % au 31 décembre 2021 (2,1 % au 31 décembre 2020).

28.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1er 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. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,80 % au 31 décembre 2021 (2,66 % au 31 décembre 2020).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2021, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,0 %.

28.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

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.

	31/12/2021		31/12/2020	
Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	**Aux conditions économiques de fin d'année**	**Valeur actualisée**	**Aux conditions économiques de fin d'année**	**Valeur actualisée**
Gestion du combustible usé	16 121	10 683	18 998	10 246
Dont non liée au cycle d'exploitation	*3 282*	*1 726*	*2 727*	*1 297*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 779	14 233	35 580	13 300
Aval du cycle nucléaire	**52 900**	**24 916**	**54 578**	**23 546**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 479	12 690	19 693	12 775
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 718	5 050	7 400	4 714
Derniers cœurs	4 349	2 650	4 258	2 711
Déconstruction et derniers cœurs	**32 546**	**20 390**	**31 351**	**20 200**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		**45 306**		**43 746**

* *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 :

	2021		
	Montant des charges aux conditions économiques de fin de période		
Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	**dont le decaissement est prevu sous 10 ans**	**dont le decaissement est prévu au-dela de 10 ans***	**Total**
Gestion du combustible usé	7 846	8 275	16 121
Dont non liées au cycle d'exploitation	*540*	*2 742*	*3 282*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 116	31 663	36 779
Aval du cycle nucléaire	**12 962**	**39 938**	**52 900**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	347	20 132	20 479
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 903	4 815	7 718
Derniers cœurs	262	4 087	4 349
Déconstruction et derniers cœurs	**3 512**	**29 034**	**32 546**

* *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 20 % et 41 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 32 % et 96 % pour la déconstruction.*

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

Le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)	**31/12/2021**	**+ 0,10 %**	**- 0,10 %**	**+ 0,10 %**	**-0,10%**
Aval du cycle nucléaire					
• gestion du combustible usé	11 819	(120)	124	102	(107)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	(472)	504	385	(413)
Déconstruction et derniers cœurs					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 880	(291)	299	-	-
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	(88)	91	88	(91)
• derniers cœurs	2 660	(54)	55	-	-
TOTAL	**46 442**	**(1 025)**	**1 073**	**575**	**(611)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*34 276*	*(917)*	*963*	*515*	(548)

Note 29 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'évaluation de la provision au 31 décembre 2021 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dotations		Reprises		Autres mouvements [6]	31/12/2021
		Exploitation [1][4]	Financières [3]	Exploitation [2][4]	Financières [5]		
Avantages postérieurs à l'emploi	10 561	825	283	(667)	(166)	(42)	10 794
Avantages long terme	1 055	90	9	(81)	-	-	1 073
PROVISIONS POUR AVANTAGES AU PERSONNEL	**11 616**	**915**	**292**	**(748)**	**(166)**	**(42)**	**11 867**

(1) Dont 581 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 326 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 8 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont (724) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (24) millions d'euros au titre des gains actuariels

(3) Voir note 13.

(4) Voir notes 6 et 11.2.

(5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

(6) Les « Autres mouvements » s'expliquent par l'ajustement des provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de (42) millions d'euros. Cet ajustement résulte de l'évolution de la méthode d'attribution des droits pour l'évaluation des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière (voir note 1.1).

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
SOLDE AU 31/12/2020	**32 418**	**(13 203)**	**19 214**	**(19)**	**(7 579)**	**11 616**
Charge nette de l'exercice 2021	873	(166)	707	8	302	1 017
Autres mouvements*	(42)	-	(42)	-	-	(42)
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	149	(228)	(79)	-	79	-
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 173)	449	(724)	-	-	(724)
SOLDE AU 31/12/2021	**32 225**	**(13 148)**	**19 076**	**(11)**	**(7 198)**	**11 867**

** Voir note 30 renvoi (6) ci-dessus.*

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2021 s'élèvent à 149 millions d'euros dont 626 millions d'euros liés à l'effet des révisions d'hypothèses et (477) millions d'euros de gains dus à l'expérience.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Coût des services rendus de l'exercice [1]	581	485
Charges d'intérêts (actualisation) [2]	292	395
Rendement escompté des actifs de couverture	(166)	(212)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	221	185
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	81	94
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	8	10
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**1 017**	**957**
dont :		
Résultat d'exploitation [3]	891	774
Résultat financier	126	183

(1) L'augmentation observée sur le coût des services rendus résulte essentiellement de l'impact de l'évolution des hypothèses actuarielles sur les engagements au 1er janvier 2021, conséquence de la baisse du taux d'actualisation (- 0,4 %).

(2) Les charges d'intérêts (actualisation) de 292 millions d'euros sont en diminution de 103 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2020, conséquence de la baisse du taux d'actualisation entre le 1er janvier 2021 (0,9 %) et le 1er janvier 2020 (1,3 %).

(3) En 2021, le montant correspond aux dotations d'exploitation (915 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (24 millions d'euros).

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dotations		Reprises		Autres mouvements*	31/12/2021
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières		
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	**10 561**	**825**	**283**	**(667)**	**(166)**	**(42)**	**10 794**
dont :							
Retraites	7 162	456	214	(509)	(161)	-	7 162
Charges CNIEG	459	11	4	(14)	-	-	460
Avantages en nature énergie	2 173	251	49	(118)	-	-	2 355
Indemnités de fin de carrière	71	41	5	(3)	(5)	(42)	66
Autres	697	66	11	(23)	-	-	751

* *Voir note 30 renvoi (6).*

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	**31 152**	**(13 148)**	**(11)**	**(7 198)**	**10 794**
dont :					
Retraites	23 779	(12 606)	-	(4 011)	7 162
Charges CNIEG	501	-	-	(41)	460
Avantages en nature énergie	5 067	-	-	(2 712)	2 355
Indemnités de fin de carrière	602	(527)	-	(8)	66
Autres	1 203	(15)	(11)	(426)	751

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2020	**31 363**	**(13 203)**	**(19)**	**(7 579)**	**10 561**
dont :					
Retraites	23 757	(12 656)	-	(3 939)	7 162
Charges CNIEG	488	-	-	(29)	459
Avantages en nature énergie	5 340	-	-	(3 167)	2 173
Indemnités de fin de carrière	630	(532)	(5)	(22)	71
Autres	1 148	(15)	(14)	(422)	697

30.2 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)	31/12/2020	Dotations		Reprises	31/12/2021
		Exploitation	Financières	Exploitation	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	**1 055**	**90**	**9**	**(81)**	**1 073**
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	900	78	8	(72)	914
Médailles du travail	135	9	1	(7)	138
Divers	20	3	-	(2)	21

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 148 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 203 millions d'euros au 31 décembre 2020) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

La valeur des actifs de couverture s'est dépréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution moins favorable des marchés financiers sur le marché obligataire.

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**13 148**	**13 203**
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	**12 606**	**12 656**
dont en % :		
Actions	32 %	33 %
Obligations monétaires	67 %	67 %
Immobilier	1 %	-
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	**527**	**532**
dont en % :		
Actions	33 %	37 %
Obligations monétaires	67 %	63 %
Autres actifs de couverture	**15**	**15**

30.4 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 1,30 % au 31 décembre 2021 (0,90 % au 31 décembre 2020) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,70 % au 31 décembre 2021 (1,20 % au 31 décembre 2020) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,3 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 1,29 % pour 2021 (1,77 % pour 2020) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 1,06 % pour 2021 (1,40 % pour 2020).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été 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 de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations. La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2021.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 1,30 % au 31 décembre 2021 (0,90 % au 31 décembre 2020).

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 1,7 % (1,2 % au 31 décembre 2020).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,8 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels), comparables aux évolutions de salaires constatées sur les derniers exercices.

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 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2021
		Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour charges relatives :							
• au personnel	69	24	-	(55)	(2)	-	36
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	270	10	-	-	-	1	281
• aux autres charges	1 187	237	360 (1)	(663) (1)	(14)	-	1 107
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**1 526**	**271**	**360**	**(718)**	**(16)**	**1**	**1 424**

(1) Dont 459 millions d'euros de reprises de provision pour contentieux fiscaux à la suite de l'arrêt du 17 juin 2021 annulant la décision rendue le 11 décembre 2020 (voir note 14).

(2) La dotation exceptionnelle au 31 décembre 2021 est en lien avec des procédures contentieuses en cours.

Note 32 Dettes

EDF a fait évoluer la présentation au bilan des positions d'appels de marge sur dérivés conclus avec l'ensemble de ses partenaires bancaires afin d'en améliorer la lisibilité et sa compréhension. Ce changement, mis en œuvre de façon prospective sur l'exercice 2021, consiste désormais à ne plus présenter une position nette d'ensemble au bilan mais des positions reflétant les en-cours individuels débiteurs et créditeurs d'EDF auprès de chacun de ses partenaires bancaires. Au 31 décembre 2021, la ligne « Instruments de trésorerie » comprend un montant de 2 691 millions d'euros au titre des positions créditrices d'appels de marge sur dérivés (voir renvoi (4)). Les positions débitrices d'appels de marge sur dérivés sont inscrites à l'actif du bilan sur la ligne « Instruments de trésorerie » pour un montant de 36 millions d'euros (voir note 20 renvoi (3)).

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2021	Montant brut au 31/12/2020
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	2 826	10 983	33 763	47 572	47 346
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	149	844	398	1 391	1 340
Autres emprunts	6 804	6	2	6 812	3 118
Dettes financières diverses					
• avances sur consommation	-	5	21	26	26
• autres dettes	1 696	1	-	1 697	1 025
Dettes financières (voir note 33)	**11 475**	**11 839**	**34 184**	**57 498**	**52 855**
Avances et acomptes reçus des clients (1)	**7 499**	**-**	**-**	**7 499**	**7 188**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés (2)	10 946	-	50	10 996	7 970
Dettes fiscales et sociales (3)	8 630	-	-	8 630	8 110
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 070	-	-	2 070	1 938
Comptes créditeurs (4)	17 945	674	-	18 619	16 655
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**39 591**	**674**	**50**	**40 315**	**34 673**
Instruments de trésorerie (5)	**3 306**	**266**	**667**	**4 239**	**5 075**
Produits constatés d'avance (6)	**507**	**1 024**	**1 544**	**3 075**	**3 202**
TOTAL DETTES	**62 378**	**13 803**	**36 445**	**112 626**	**102 993**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 7 071 millions d'euros au 31 décembre 2021 (6 782 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(2) La hausse sur la période concerne principalement les dettes vis-à-vis d'EDF Trading dans un contexte de hausse des prix.

(3) Au 31 décembre 2021, ce poste inclut un montant de 1 457 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 448 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et conventions de placement et de trésorerie avec les filiales. Au 31 décembre 2021, les comptes créditeurs comprennent également une dette de 294 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir note 20 renvoi (2)).

(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 d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (2 691 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre une position nette créditrice d'un montant de 2 345 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(6) Au 31 décembre 2021, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 746 millions d'euros (1 713 millions d'euros en 2020). Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également 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. 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 (voir note 5).

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2020	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2021
Emprunts en euros	3 232	-	-	-	-	3 232
Emprunts en devises	10 292	-	-	736	-	11 028
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros [1]	19 733	1 850	(3 400)	-	-	18 183
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	14 089	-	-	1 040	-	15 129
Emprunts obligataires	**47 346**	**1 850**	**(3 400)**	**1 776**	**-**	**47 572**
Emprunts long terme en euros	1 340	400	(349)	-	-	1 391
Emprunts auprès des établissements de crédit	**1 340**	**400**	**(349)**	**-**	**-**	**1 391**
Titres de créances négociables en euros	2 071	2 391	-	-	-	4 462
Titres de créances négociables en devises	214	368	-	63	-	645
Emprunts contractuels à caractère financier	833	2 788	(1 905)	(11)	-	1 705
Autres emprunts [2]	**3 118**	**5 547**	**(1 905)**	**52**	**-**	**6 812**
Total emprunts	**51 804**	**7 797**	**(5 654)**	**1 828**	**-**	**55 775**
Avances sur consommation	**26**	**-**	**-**	**-**	**-**	**26**
Autres dettes financières diverses [3]	110	19	(19)	-	675	785
Comptes bancaires créditeurs	35	-	-	-	56	91
Débits bancaires différés	8	-	-	-	-	8
Intérêts à payer	872	-	-	-	(59)	813
Total autres dettes financières diverses	**1 025**	**19**	**(19)**	**-**	**672**	**1 697**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**52 855**	**7 816**	**(5 673)**	**1 828**	**672**	**57 498**

(1) EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior de 1,75 milliard d'euros le 23 novembre 2021, complétée par une seconde émission de 100 millions d'euros le 6 décembre 2021 (voir note 2.2.2).

(2) La variation s'explique principalement par 2 822 millions d'euros résultant d'émissions de TCN nettes de remboursements et 874 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques et dont la contrepartie est enregistrée en disponibilités (voir note 20 renvoi (4)).

(3) Elles comprennent principalement 408 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en valeurs mobilières de placement (voir note 21 renvoi (2)) et 267 millions d'euros au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 22 janvier 2022 sur la souche 2014. EDF a ainsi reclassé ce montant de 267 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement.

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
(en millions d'euros)	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		**28 973**		**52**		**21 583**		**50 556**	**100**	**91**
CHF	550	532	2	1	(550)	(532)	-	-	-	-
GBP	7 385	8 789	33	16	(3 000)	(3 570)	4 385	5 219	100	9
HKD	2 416	274	1	-	(2 416)	(274)	-	-	-	-
JPY	137 000	1 051	4	2	(137 000)	(1 051)	-	-	-	-
NOK	1 000	100	-	-	(1 000)	(100)	-	-	-	-
USD	18 185	16 056	60	29	(18 185)	(16 056)	-	-	-	-
Total II – Autres devises		**26 802**	**100**	**48**		**(21 583)**		**5 219**	**100**	**9**
TOTAL I+II		**55 775**		**100**		**-**		**55 775**		**100**

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
(en millions d'euros)	Montants	% 31/12/2021	% 31/12/2020	Montants	Montants	% 31/12/2021	% 31/12/2020 (1)
Emprunts Long Terme et EMTN	48 570			(16 170)	32 400		
Emprunts Court Terme	6 812			-	6 812		
Dette à taux fixe	**55 382**	**99**	**99**	**(16 170)**	**39 212**	**70**	**68**
Emprunts Long Terme et EMTN	393			16 170	16 563		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dette à taux variable	**393**	**1**	**1**	**16 170**	**16 563**	**30**	**32**
TOTAL	**55 775**	**100**	**100**	**-**	**55 775**	**100**	**100**

(1) Les données présentées au titre de l'exercice 2020 intègrent une correction relative à des dérivés non pris en compte.

Note 34 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2021 un gain latent de change de 260 millions d'euros (336 millions d'euros au 31 décembre 2020) dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des *cross currency swaps* et 53 millions d'euros concernant des emprunts en dollars intégralement couverts par des *cross currency swaps*.

Autres informations

Note 35 Instruments financiers

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	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	9 323	9 323	10 385	10 385
USD	3 576	3 576	3 300	3 300
GBP	4 481	4 481	3 854	3 854
Sous-total	**17 380**	**17 380**	**17 539**	**17 539**
2- Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	40 593	33 057	32 688	24 353
CAD	136	374	435	574
USD	23 812	24 617	16 671	20 643
GBP	8 354	14 199	6 138	8 903
CHF	142	404	192	361
ILS	440	554	354	405
PLN	213	253	137	177
JPY	123	741	79	835
CNY	1 075	797	102	102
MXN	105	105	102	101
Autres	921	1 016	637	740
***Swaps* de capitaux long terme**				
EUR	3 827	35 146	4 247	33 880
JPY	1 051	61	1 083	63
USD	17 118	1 812	15 807	1 709
GBP	17 505	2 334	15 120	2 557
CHF	532	-	509	-
ILS	90	90	86	86
PLN	12	21	14	14
NOK	100	-	96	-
MXN	-	-	-	10
HKD	274	-	254	-
Sous-total	**116 917**	**115 631**	**94 751**	**95 513**
3- *Swaps* de titrisation	**-**	**-**	**62**	**62**
4- Opérations sur valeurs mobilières	**-**	**-**	**-**	**-**
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**134 297**	**133 011**	**112 352**	**113 114**
5- *Swaps* sur matières premières				
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	7 168	7 168	6 218	6 218

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 2021 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euros)	2021	2020
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	130	141
Instruments de change	511	(274)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	739	710
Instruments de change	(82)	(118)

* *Y compris les intérêts sur les swaps.*

35.3 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 2021 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	145	2 120
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, *swaps* de change et options de change	54	177
• *Cross Currency Swaps*	1 007	2 203
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Produits pétroliers	-	98
TOTAL	**1 206**	**4 598**

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2021, 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 :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2021	31/12/2020
Engagements hors bilan donnés	**19 038**	**18 298**	**10 061**	**8 332**	**55 729**	**53 255**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	11 578	13 785	9 566	6 921	41 850	36 784
• Engagements d'achats de combustible et d'énergie	7 711	10 598	8 369	6 758	33 436	27 083
• Autres engagements liés à l'exploitation	3 867	3 187	1 197	163	8 414	9 701
Engagements liés aux opérations d'investissement	2 890	3 192	385	36	6 503	6 626
Engagements liés aux opérations de financement	4 570	1 321	110	1 375	7 376	9 845
Engagements hors bilan reçus	**2 498**	**11 680**	**331**	**648**	**15 157**	**13 330**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 193	873	331	248	2 645	2 848
Engagements liés aux opérations d'investissement	5	68	-	-	73	-
Engagements liés aux opérations de financement	1 300	10 739	-	400	12 439	10 482

36.1 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 2021, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2021	31/12/2020
Achats d'électricité et services associés	6 002	4 090	3 697	5 003	18 792	12 078
Achats de combustible nucléaire	1 709	6 508	4 672	1 755	14 644	15 005
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**7 711**	**10 598**	**8 369**	**6 758**	**33 436**	**27 083**

Achats d'électricité et 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 EOF 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 s'élèvent à 54 TWh pour l'exercice 2021 (59 TWh pour 2020), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2020), 25 TWh au titre de l'éolien (31 TWh pour 2020), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2020) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2020).

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.

La baisse de ces engagements en 2021 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants compensée en partie par l'ajustement des prix des matières.

36.1.2 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.

La baisse de ces engagements s'explique principalement par la reprise par EDF Energy de la garantie octroyée précédemment par EOF au titre des engagements de retraite au Royaume-Uni.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

36.1.1 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.

36.1.4 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 International pour 2 160 millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC.

36.2 Engagements reçus

36.2.1 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 ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 Autres natures d'engagements

36.3.1 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 3,5 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 150 TWh depuis le 1er janvier 2020.

36.3.2 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.

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 est comptabilisée.

Note 37 Passifs éventuels

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements 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.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2021 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de Commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence 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.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la Cour d'appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de Commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvu en cassation. Seul TotalEnergies demeure partie à l'instance.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1er juillet 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de Commerce et dit n'y avoir lieu à référé rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de Commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement, 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 ne s'est pas pourvu en cassation.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à leur verser des dommages et intérêts représentant plusieurs dizaines de millions d'euros au total.

Les autres procédures sont en cours.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Le groupe EDF fait actuellement l'objet de quatre procédures devant l'Autorité de la concurrence.

La première, relative aux pratiques commerciales d'EDF et de certaines de ses filiales sur les marchés de services énergétiques, fait suite à une plainte déposée le 17 octobre 2016 par la société Xélan. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. Cette procédure est toujours en cours d'instruction.

La deuxième procédure fait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham ont reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multitechniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'Économies d'Énergie. Une décision de l'ADLC est attendue à la suite de la tenue d'une séance devant le collège de l'Autorité en novembre 2021.

La troisième procédure fait suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019. Elle porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Électricité de Strasbourg, ES Services Énergétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une notification de griefs, à laquelle les entreprises ont répondu le 16 juillet 2021. La procédure contradictoire se poursuivra en 2022.

La quatrième procédure, relative à la politique de prix d'EDF pour ses offres de fourniture d'électricité aux clients non résidentiels dont la puissance de raccordement est inférieure à 36 kVa, fait suite à une plainte de la société Plüm Énergie en date du 14 septembre 2020. Cette plainte était assortie d'une demande de mesures conservatoires destinée à faire intervenir l'Autorité en urgence. Le 18 février 2021, l'Autorité a rejeté la demande de mesures conservatoires de Plüm. La procédure au fond est toujours en cours.

Enfin, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à son encontre 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 a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. La décision de l'Autorité est susceptible de faire l'objet d'un appel dans un délai d'un mois à compter de sa notification aux parties.

Si l'Autorité de la concurrence devait, au terme de son instruction au fond dans une de ces procédures, conclure à l'existence d'une pratique anticoncurrentielle, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment une sanction financière. En application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce, le montant maximum potentiel des sanctions s'élève à 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes du Groupe.

Une provision est comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. 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, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

Note 38 Actifs dédiés

38.1 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 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D. 594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 38.2.2 ci-après).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, 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 %.

Depuis le décret du 1er 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.

38.2 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.

38.2.1 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 38.2.2).

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).

38.2.2 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.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 38.2.1).

Au total, au 31 décembre 2021, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 8 626 millions d'euros dont 7 908 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, pour une valeur de 3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020) ;

- les participations d'EDF dans Teréga, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, 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, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France).

La composition du portefeuille au 31 décembre 2021 est la suivante :

38.2.3 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. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

	31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Titres de participation CTE (société détenant RTE) [1]	2 705	3 343	2 705	2 788
Autres Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	24 944	29 741	24 195	27 148
Autres titres immobilisés et prêts d'actionnaires	3 839	4 330	3 136	3 421
Total actifs dédiés – immobilisations financières	**31 488**	**37 414**	**30 036**	**33 357**
VMP	50	50	260	262
Total actifs dédiés – VMP	**50**	**50**	**260**	**262**
Total actifs dédiés avant couverture	**31 538**	**37 464**	**30 296**	**33 619**
Instruments de couverture et autres éléments	16	(10)	48	229
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE [2]	**31 554**	**37 454**	**30 344**	**33 848**

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) 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 2021 ainsi qu'au 31 décembre 2020.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 109,3 %. 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 2021.

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 103,6 %, 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)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 726	1 297
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	13 300
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	17 489
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	587	590
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**34 276**	**32 676**

38.2.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2021

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2020 (103,6 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021 (pour rappel, les dotations se sont élevées à 797 millions d'euros en 2020 conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 incombant à EDF). Au 31 décembre 2021, le taux de couverture des provisions est de 109,3 %.

L'année 2021 aura à nouveau été une année extrêmement favorable sur les marchés actions. En effet, la dynamique économique est restée très soutenue malgré les inquiétudes causées par l'apparition de plusieurs variants du virus de la Covid-19, compte tenu de la mise en place de campagnes de vaccination dans les pays développés ayant permis de limiter les effets de la crise sanitaire sur l'activité économique, ce qui a contribué à la performance des marchés actions.

Sur l'année, les indices actions ont fortement progressé sous l'effet de la très bonne performance du marché américain suivie par celle de l'Europe, les autres zones étant moins dynamiques. De manière moins habituelle, ce sont les méga-capitalisations qui ont progressé le plus dans toutes les zones à l'exception des pays émergents.

En lien avec la reprise économique, les marchés obligataires ont souffert de la remontée des taux. À titre d'exemple, les taux allemands à 10 ans ont progressé de + 0,4 % pour s'établir à - 0,2 % et les taux américains de + 0,6 % à + 1,5 %. Cette hausse est cependant modérée compte tenu de la hausse de l'inflation. Les banques centrales ont néanmoins réussi à rassurer les marchés en insistant sur le caractère transitoire de ce phénomène et donc leur capacité à ne retirer que graduellement leurs politiques de soutien monétaire.

EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés, dans le domaine des compteurs électriques intelligents *via* un investissement complémentaire dans Energy Assets Group (C72) au Royaume-Uni (à pourcentage de participation inchangé), dans le secteur des télécoms en France avec une prise de participation minoritaire en consortium dans C71 (Orange Concessions – réseaux de fibre optique), dans des actifs immobiliers en France et en Allemagne (92 France, C79, C82, C84) *via* des participations minoritaires et dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés.

Au 31 décembre 2021, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 834 millions d'euros dont 764 millions d'euros dans le résultat financier et 1 070 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (856 millions d'euros), des dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution défavorable des marchés obligataires ((85) millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (1 070 millions d'euros).

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 Relations avec les filiales

	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]			
(en millions d'euros)	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
ATMEA	143					
CTE (ex C25)		468		321		
Framatome		157		458		
EDF Energy	123	160		62		2
EDF Renouvelables	2 881					26
EDF International	13 048					262
EDF Trading	2 943	3 280		3 969		9
Edison						1
Enedis	1 997	58		1 824		10
Dalkia France	1 788	71		292		36
Groupe PEI	568			108		13
Citelum	123					2
EDF Luminus	80					1
Edvance		60		51		
Comptes-courants [2]				2 076		
Convention de placement des liquidités des filiales			1 797		(5)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [3]			11 912			
Convention d'intégration fiscale				1 529		

(1) Creances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) Dont Sofilo pour 598 millions d'euros, Enedis pour 532 millions d'euros et PEI pour 474 millions d'euros.
(3) Dont C3 pour 5 144 millions d'euros, EDF Trading pour 1 489 millions d'euros, EDF Energy pour 879 millions d'euros et Edison pour 850 millions d'euros.

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,88 % du capital d'EDF au 31 décembre 2021. 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, 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.

39.2.2 Relations avec ENGIE

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, ENGIE a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'État, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de GPL à l'électricité ou aux ENR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de réseaux de distribution d'électricité.

39.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement les deux entités de l'ex-groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano 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 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 (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle :

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.

Note 40 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2020 et 2021 se décompose comme suit :

(en euros)	2021	2020
Président-Directeur Général [1]	453 660	453 660
Administrateurs [2]	436 934 [3]	439 946 [4]

(1) Le Conseil d'administration réuni le 17 février 2021 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2021, identique à la rémunération fixe annuelle fixée pour l'exercice 2020. Le Président-Directeur Général bénéficie en outre d'avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

(2) L'Assemblée générale du 6 mai 2021 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une enveloppe annuelle au titre des rémunérations à allouer aux administrateurs de 440 000 euros pour l'exercice 2021.

(3) Ce montant inclut les rémunérations versées en 2021, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2021, pour un montant de 35 505 euros.

(4) Ce montant inclut les rémunérations versées en 2020, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2019, pour un montant total de 50 142 euros.

Note 41 Évènements postérieurs à la clôture

Mesures régulatoires exceptionnelles et perspectives de production nucléaire en France

Mesures régulatoires exceptionnelles

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un bouclier tarifaire basé sur le principe d'une augmentation maximale des Tarifs Réglementés de Vente (TRVE) de 4 % TTC au 1er février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1er août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de deux articles de la loi de finances 2021-1900 du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 prévoit une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) applicable à compter du 1er février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant par arrêté conjoint des ministres de l'Économie et de l'Énergie les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures, dont les modalités de mise en œuvre restent à préciser, consistent en particulier en une attribution complémentaire de 20 TWh de volume d'ARENH pour 2022, sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 à un prix de 46,2 €/MWh. Les effets de cette mesure annoncée en janvier 2022 sont de deux ordres pour EDF i) la nécessité d'acheter ces 20 TWh d'ARENH afin de les livrer aux autres fournisseurs, avec un effet prix négatif très significatif au vu des prix de marché actuels ii) l'augmentation de la part d'ARENH *versus* celle au prix de marché dans l'empilement des coûts pour le calcul des TRVE au titre de 2022, ce qui aura un effet à la baisse sur les prix de vente aux clients, au TRVE comme en offre de marché.

Les mesures complémentaires concernent également l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, EDF a indiqué prendre acte des mesures annoncées par le gouvernement français destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité en 2022. EDF a indiqué que les conséquences financières ne pouvaient pas être déterminées de façon précise à ce stade. Dans l'état des informations dont EDF disposait à cette date, l'impact de ces mesures sur l'excédent brut d'exploitation (EBE) 2022 a été estimé à environ 8,4 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021 et à environ 7,7 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 12 janvier 2022, par rapport à une situation qui aurait prévalu sans la mise en œuvre des différentes mesures. EDF a indiqué que l'impact final sur l'excédent brut d'exploitation (EBE) dépendrait des prix de marché sur la période de mise en œuvre de ces mesures, qu'il communiquerait dès que possible et régulièrement sur l'évolution de cette estimation et dans l'attente a retiré sa *guidance* 2022 Endettement Financier Net/EBE.

EDF indiquait également qu'il allait examiner les mesures appropriées pour renforcer sa structure bilancielle et toute mesure de nature à protéger ses intérêts.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2022. Cette proposition est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. 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 de 4 % TTC (24,3 % HT) et une augmentation des tarifs bleus non résidentiels de 4 % TTC (23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiées au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mises en œuvre à compter du 1er février 2022.

La CRE a indiqué que si le prix moyen hors taxes résultant de l'application des tarifs bleus aux clients résidentiels en France Métropolitaine continentale aurait été de 57,2 €/MWh selon sa proposition tarifaire, celui-ci sera de 31,2 €/MWh selon l'arrêté tarifaire du 28 janvier 2022. Selon l'article 181 de la loi de finances 2022, la différence fera l'objet d'un rattrapage en 2023 et ouvre droit, à compter du 1er février 2022, à une compensation des fournisseurs d'offres de marché aux consommateurs résidentiels et des entreprises locales de distribution. La CRE a par ailleurs indiqué qu'elle procéderait ultérieurement à l'évaluation de l'impact de volumes d'ARENH supplémentaires en 2022, ce qui devrait avoir pour conséquence de réduire le rattrapage prévu pour 2023 ainsi que la compensation des fournisseurs prévue par l'article 181 de la loi de finances.

Perspectives de production nucléaire

EDF a actualisé le 13 janvier 2022 son estimation de production nucléaire pour 2022, révisant celle-ci à 300 – 330 TWh contre 330 – 360 TWh précédemment, cette révision résultant du prolongement de la durée d'arrêt de 5 réacteurs du parc nucléaire français d'EDF. 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 avaient été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont ensuite été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2 et ont fait apparaître des défauts similaires sur les réacteurs de Civaux 2 et Chooz 2. Les contrôles et expertises en cours sur le réacteur de Chooz 1 se poursuivent jusqu'à l'obtention d'un bilan complet. Par ailleurs, 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.

La réalisation des contrôles, l'instruction de solutions techniques et leur déploiement ont conduit EDF à prolonger l'arrêt des réacteurs de Civaux 1, Civaux 2, Chooz 1, Chooz 2 et Penly 1. L'élaboration du programme de contrôles sur l'ensemble du parc nucléaire se poursuit en intégrant, au fur et à mesure, les enseignements tirés des premières expertises réalisées.

Dans le cadre de son programme de contrôles sur le parc nucléaire, le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire 2022 à 295 – 315 TWh, contre 300 – 330 TWh et indiqué que l'estimation de production nucléaire pour 2023, actuellement de 340 – 370 TWh, serait ajustée dès que possible.

Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire pour 2023 à 300 – 330 TWh contre 340 – 370 TWh précédemment. Cette estimation tient compte notamment :

- d'un programme industriel chargé, avec 44 arrêts de réacteurs pour maintenance et contrôle, dont 6 visites décennales, auquel s'ajoutent 2 arrêts programmés démarrés en 2022 qui se poursuivront en 2023 ;
- de la poursuite du programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte, dont l'instruction se poursuit.

Les mesures régulatoires énoncées ci-dessus, ainsi que les nouvelles estimations de production nucléaire, auront des effets significatifs sur les états financiers d'EDF à compter de 2022. Elles sont sans effet sur les états financiers au 31 décembre 2021.

Accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power

EDF et GE ont annoncé le 10 février 2022 la signature d'un accord d'exclusivité concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel. L'opération potentielle apporterait à EDF l'expertise de GE Steam Power dans les technologies et services liés aux turbines à vapeur pour centrales nucléaires afin de renforcer ses positions dans l'industrie nucléaire. Elle permettrait de créer une entité, au sein du groupe EDF, leader mondial des équipements et services relatifs à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Aujourd'hui, les turbines à vapeur de GE Steam Power sont installées dans la moitié des centrales nucléaires au monde et dans toutes celles d'EDF en France.

L'opération envisagée porterait sur les équipements d'îlots conventionnels de GE Steam Power pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle – les plus puissantes au monde – ainsi que sur la maintenance et les mises à niveau des centrales nucléaires existantes. Les turbines à vapeur de GE Steam Power pourront notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*).

GE conserverait Steam Power et ses activités de services de pointe et continuerait à les proposer pour les îlots conventionnels de centrales nucléaires du continent américain, soit une base installée de plus de 100 GW. GE conserve aussi GE Hitachi Nuclear Energy, un fournisseur de premier plan dans le domaine du cycle de vie des réacteurs, qui déploiera le premier SMR commercial, connecté au réseau, au Canada. GE reste engagé dans le secteur de l'énergie nucléaire et continue d'investir dans la technologie de nouvelle génération qui jouera un rôle important dans la transition énergétique.

Les activités nucléaires et les équipes concernées par l'opération potentielle sont situées dans une quinzaine de pays, dont près de 70 % en France, notamment sur des sites industriels comme Belfort et La Courneuve.

Les conditions financières de la transaction envisagée n'ont pas été précisées. À l'issue du processus d'information-consultation des institutions représentatives du personnel concernées, les accords définitifs pourraient être conclus. La réalisation de l'opération reste par ailleurs soumise à l'obtention des autorisations réglementaires requises et pourrait intervenir lors du premier semestre 2023.

Lancement d'un plan d'actions

Comme annoncé le 13 janvier 2022, EDF a présenté à son Conseil d'administration, réuni le 17 février 2022, un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des évènements de début 2022. Ce plan vise à poursuivre la stratégie du Groupe qui s'appuie sur un mix équilibré entre nucléaire et renouvelables, qui développe des services d'efficacité énergétique et qui apporte toujours plus d'innovation à nos clients.

Afin de financer cette stratégie, EDF a fait part de son intention de :

- soumettre dès que possible au Conseil d'administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, d'un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse ;
- proposer une option de versement en actions des dividendes au titre des exercices 2022 et 2023.

  L'État, premier actionnaire d'EDF, a fait part au Conseil d'administration de sa position sur ces deux points, qui feront l'objet d'une communication séparée ;
- réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros en cumul sur les années 2022-2023-2024.

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2021

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 annuels de la société Electricité de France S.A. (« EDF » ou la « Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, 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 d'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 1er janvier 2021 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.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.1, 24 et 30 de l'annexe aux comptes annuels qui exposent le changement de méthode comptable relatif à l'application de la mise à jour par le Collège de l'ANC le 5 novembre 2021 de la recommandation n° 2013-02 du 7 novembre 2013, relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages similaires et ayant introduit un choix de méthodes pour la répartition des droits à prestation pour les régimes à prestations définies.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 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.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.2.2, 1.7.2, 1.15.1, 18, 28 et 38 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2021, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 46 442 millions d'euros, dont 26 052 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 20 390 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.15.1 et 28 de l'annexe. 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 modalités de calcul du taux d'actualisation qui ont évolué en 2020 ont été reconduites en 2021. Ces hypothèses 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 et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers. En particulier elles prennent en compte depuis 2021 les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1300 MWe et des études menées en préparation du démantèlement de Fessenheim pour les centrales en exploitation et les impacts de la mise à jour des scénarios d'entreposage des combustibles usés.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (note 38). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 37 454 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 31 554 millions d'euros) au 31 décembre 2021, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest, classés en actifs de croissance, actifs de taux et actifs de rendement et devant respecter une charte d'investisseur responsable mise en place en 2021.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés était 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 de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées 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 des 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.

Réponse appropriée

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 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 aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 479 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 680 millions d'euros en valeur actualisée (note 28.5.3).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 28.5, 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 de marchés ou à dire d'experts disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires ainsi qu'avec les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits à la note 1.7.2.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 28.5.3).

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 la section du rapport de gestion du Conseil d'administration consacré au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L.225-37-4, L.22-10-10 et L.22-10-9 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-9 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-11 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues pas les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être 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 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 destinés à être 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 KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2021, KPMG S.A. était dans la 17ème année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 20ème année sans interruption, dont pour les deux, 17 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

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 d'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.823-10-1 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 d'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 d'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.822-10 à L.822-14 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.

Paris La Défense, le 17 février 2022

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.		Deloitte & Associés	
Marie Guillemot	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

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
2018	3 010 267 676	0,31 [2]	933 556 364,41 [3]	18 juin 2019
2019	3 050 969 626	0,15 [4]	456 888 323,70 [4]	17 décembre 2019
2020	3 099 923 579	0,21 [5]	652 259 998,76 [6]	7 juin 2021

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Soit un montant de 0,341 euro en 2018 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(3) Dont 451 000 397,55 euros versés le 10 décembre 2018 à titre d'acompte sur le dividende 2018 entièrement versé en numéraire. Le solde du dividende 2018, d'un montant de 482 555 966,86 versé le 18 juin 2019, est composé de 452 021 956,95 euros versés en actions nouvelles et 30 534 009,91 euros versés en numéraire.

(4) L'acompte sur dividende 2019 de 456 888 323,70 euros versé le 17 décembre 2019, est composé de 429 635 913,60 euros versés en actions nouvelles et 27 252 346,20 euros versés en numéraire et 63,90 euros de soulte.

(5) Soit un montant de 0,231 euro en 2020 pour les actions bénéficiant du dividende majore.

(6) 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.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 17 février 2022, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires, qui sera convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et qui se tiendra le 12 mai 2022, le versement d'un dividende de 0,58 euro par action (hors dividende majoré) au titre de l'exercice 2021, soit un solde d'un montant de 0,28 euro compte tenu de l'acompte sur dividende 2021 de 0,30 euro versé le 2 décembre 2021. Le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2021 s'élève ainsi à 0,338 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Il sera proposé à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société. Les actionnaires pourront exercer leur option entre le 20 mai et le 7 juin 2022 inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 13 juin 2022, le solde du dividende sera payé intégralement en numéraire. L'État s'est engagé à exercer son option pour le paiement du dividende en actions nouvelles.

Les actions ordinaires nouvelles remises en paiement de l'augmentation de capital ne donneront droit qu'au paiement du solde du dividende 2021.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 7 juin 2022, la date de détachement étant alors fixée au 18 mai 2022.

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

	2021	2020	2019	2018	2017
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	1 619	1 550	1 552	1 505	1 464
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	3 238 676 748	3 099 923 579	3 103 621 086	3 010 267 676	2 927 438 804
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	53 001	44 315	46 155	44 874	42 371
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	9 177	8 051	7 639	7 925	5 091
Impôts sur les bénéfices	1 410	(406) [2]	605	(756) [2]	(687) [2]
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1 457	222	1 593	1 591	1 924
Résultat distribué		652		934 [3]	1 341 [5]
Acompte sur résultat distribué	947	0	457	451	433
Résultats par action *(en euro/action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	2,40	2,73	2,27	2,88	1,97
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	0,45	0,07	0,51	0,53	0,66
Dividende attribué à chaque action		0,21 [3]		0,31 [3] [4]	0,46 [3] [5]
Acompte dividende attribué à chaque action	0,30	0	0,15	0,15	0,15
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	62 035	62 462	63 530	64 927	66 577
Montant de la masse salariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	3 720	3 694	3 654	3 711	3 831
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 687	2 745	2 799	2 854	2 923

(1) Y compris acompte versé.
(2) Montant correspondant à un produit d'impôt.
(3) Soit 0,506 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(4) Soit 0,341 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(5) Soit 0,231 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 2021 et la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel sont mentionnés à la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 pour les événements intervenus avant le 17 février 2022, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 17 février 2022, 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. 441-6-1 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, EOF 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.

	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					
(en millions d'euros)	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	106 852					4 522	3 774 482					7 447 907
Montant total des factures concernées (TTC)	3 218	23	4	1	1	29	1 632	125	73	48	654	900
% du montant total des achats de l'exercice	5,9	0	0	0	0	0						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							2,5	0,2	0,1	0,1	1	1,4
(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 du commerce												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux et contractuels						Délais légaux					

6.6.4 Informations sur les succursales existantes - L. 231-1 du Code de commerce

Au 31 décembre 2021, le Groupe a recensé 215 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 ;
- Émirats Arabes Unis : Abu Dhabi et Dubaï ,
- Bahreïn ;
- Bénin ;
- Cambodge ;
- Chine : Taïshan ;
- Afrique du Sud ;
- Cap Vert ;
- Qatar ;
- 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 obligations vertes *(Green Bonds)* émises par EDF

Depuis 2013, le Groupe a procédé à six émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent d'environ 8,75 milliards d'euros au total afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

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].

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 2021.

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 dans les énergies renouvelables. Les Projets Éligibles au financement *Green Bond* dans le *Green Bond Framework* (ci-après les « Projets Éligibles ») sont :

- 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 sur les installations hydroélectriques existantes dont la rénovation et maintenance lourde ; la modernisation et 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.

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 ») précisé dans l'Annexe 1 du *Green Bond Framework*. Cette évaluation s'articule autour de 5 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.

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.

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 yen 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.

Au 31 décembre 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, augmenté de 100 millions d'euros dans le cadre d'un abondement réalisé en décembre 2021, qui a généré un produit net de 1,8 milliard d'euros, a été investis dans un portefeuille dédié de trésorerie, comme indiqué plus haut, en attendant son allocation à des Projets Éligibles.

(1) EDF a réalisé une émission de *Green Bond* de 1,75 milliards 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 : http://icmagroup.com/fr/news/news-in-brief/green-and-social-bond-principles-2021-ed t on-issued/

(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.

ÉTATS FINANCIERS

Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green 8onds) émises par EDF

Bilan au 31 décembre 2021 de l'allocation des fonds levés	Nominal à l'émission	Fonds alloués au 31/12/2021	Fonds alloués à des Projets Éligibles	Nombre de projets ayant bénéficié de fonds Green Bond	Part des montants d'investissement financée par fonds Green Bond
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	*dont capacités renouvelables 1,4 Md€*	13 [1]	59 %
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1,25 Md$	1,25 Md$	*dont capacités renouvelables 1,25 Md$*	7 [1] [2]	58 %
Green Bond 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 %
Green Bond 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]
Green Bond n° 5 – septembre 2020	2,4 Md€	2,6 Md€ [5]	*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 %
Green Bond n° 6 – novembre 2021	1,85 Md€	-	-	-	-

(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 Los Mojadas, 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 a été signé le 01/10/2021 avec BNP pour 50 000 000 EUR. Ce contrat green a été mis en place pour financer la partie du projet "Big Beau" d'EDF EN UNDING excédentaire par rapport aux proceeds de l'émission 5. Il sera 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€.

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Renouvelables pour un financement au 31 décembre 2021 dans le cadre des émissions de *Green Bond* en novembre 2013 (GB1), octobre 2015 (GB2), octobre 2016 (GB3), janvier 2017 (GB4) et septembre 2020 (GB5) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
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 Mède	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
Sunnyslope 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Sunnyslope 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
Buenavista 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
Stateline Power Partners	Éolien terrestre, 100 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB3
Valentine Solar	Solaire PV, 135 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB3
Glacier's Edge	Éolien terrestre, 203 MW	États-Unis (Iowa)	En service	GB3
Morgan	Éolien terrestre, 300 MW	États-Unis (Nebraska)	En service	GB3, GB4 et GB5
Los Vientos	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
Champ Saint Picard	Éolien terrestre, 73 MW	France	En service	GB5 (look back)
Les Tailles	Éolien terrestre, 27 MW	France	En service	GB5 (look back)

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
Pays d'Argilure	Eolien terrestre, 22 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre, 16 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien en mer, 42 MW	Royaume Uni	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Solaire PV, 60 MW	Israël	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre, 60 MW	Canada (Ontario)	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 21 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 20 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 14 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 6 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 38 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 13 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 15 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 18 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 13 MW	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Portefeuille de projets solaires	France	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien en mer, 450 MW	Royaume Uni	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien en mer, jusqu'à 2,3 GW	États-Unis (New Jersey)	En service	GB5 (look back)
[illegible]	Eolien terrestre 24 MW	Pologne	En service	GB5
[illegible]	Eolien terrestre 12,5 MW	Pologne	En service	GB5
[illegible]	Eolien terrestre 28,6 MW	Pologne	En service	GB5
[illegible]	Eolien terrestre 16,5 MW	France	En service	GB5
Big Beau	Solaire 166 MW	États-Unis	En service	GB5

Les Projets Éligibles sélectionnés par Luminus pour un financement au 31 décembre 2021 dans le cadre des émissions de *Green Bond* de janvier 2017 (GB4) et dseptembre 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	Eolien terrestre, 10 MW	Belgique	En service	GB5
Lommel	Eolien terrestre, 17 MW	Belgique	En service	GB5

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF ENR pour un financement au 31 décembre 2021 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

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) pour un financement au 31 décembre 2021 dans le cadre des émissions de *Green Bond* d'octobre 2016, janvier 2017 et septembre 2020 se décomposent comme suit :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée *(en GW)*	Montant *(en 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**

Impact des Projets Éligibles financés

Le tableau ci-dessous présente trois principaux impacts associés aux projets d'énergie renouvelable ayant bénéficié d'un financement *Green Bond* :

- la capacité de production d'électricité, construite dans le cadre de chaque projet ;
- la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ; et
- les émissions de CO_2 évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité supplémentaire dans les réseaux électriques.

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 2021 *(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]
Green Bond n° 1 – novembre 2013		1 529	976	6,0	4,1	2,21	1,55
Green Bond n° 2 – octobre 2015		1 107	815	4,6	3,3	2,53	1,83
Green Bond 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]
Green Bond 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
Green Bond 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
TOTAL		**7 135**	**5 410**	**21,33**	**15,04**	**9,21**	**6,48**

(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

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 CO_2 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 5e 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 CO_2 évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO_2 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)	Categorie 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 » (mitigation hierarchy) ou 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, ouvrages hydrauliques) [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 » (mitigation hierarchy) ou 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, ouvrages hydrauliques) [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) 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 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.

Attestation de l'un des Commissaires aux Comptes sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2021, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bond » du 25 novembre 2013, du 8 octobre 2015, du 11 octobre 2016, du 26 janvier 2017, du 8 septembre 2020 et du 29 novembre 2021 et de l'opération de pension livrée dite « green repo » du 29 septembre 2021

Au Président - Directeur général,

En notre qualité de Commissaire aux Comptes de la société Electricité de France S.A. (la « **Société** ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2021, des fonds levés dans le cadre (i) des émissions obligataires « Green Bond » (les « **Emissions GB** ») du 25 novembre 2013 pour un montant de 1,4 milliard d'euros (l'« **Emission GB 1** »), du 8 octobre 2015 pour un montant de 1,25 milliard de dollars américains (l'« **Emission GB 2** »), du 11 octobre 2016 pour un montant de 1,75 milliard d'euros (l'« **Emission GB 3** »), du 26 janvier 2017 pour un montant de 26 milliards de yens (l'« **Emission GB 4** »), du 8 septembre 2020 pour un montant de 2,4 milliards d'euros (l'« **Emission GB 5** ») et du 29 novembre 2021 pour un montant de 1,75 milliard d'euros (l'« **Emission GB 6** ») et (ii) de l'opération de pension livrée verte dite « green repo » signée le 29 septembre 2021 pour un montant de 50 millions d'euros (l'« **Emission Green Repo** », et avec les Emission GB, les « **Emissions** »), figurant dans le document ci-joint, intitulé « *Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bond) émises par EDF en novembre 2013, octobre 2015, octobre 2016, janvier 2017, septembre 2020 et septembre 2021 et de l'opération de pension livrée dite « green repo » du 29 septembre 2021* », et établi conformément aux termes et conditions des contrats d'émission du 25 novembre 2013, du 8 octobre 2015, du 11 octobre 2016, du 26 janvier 2017, du 8 septembre 2020 et du 29 novembre 2021 (les « **Contrats d'Emission GB** ») et aux termes et conditions de l'opération de pension livrée verte dite « green repo », signés le 29 septembre 2021 et régis par la convention-cadre FBF relative aux opérations de pensions livrées, signée avec BNP Paribas en date du 25 mars 2020 telle qu'amendée ultérieurement (le « **Contrat d'Emission Green Repo** », et avec les Contrats d'Emission GB, les « **Contrats d'Emissions** »).

Ce document, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires « Green Bond » et de l'établissement financier partie au Contrat d'Emission Green Repo, a été établi sous votre responsabilité. Il fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles (les « **Projets Eligibles** ») depuis la date de réception des fonds jusqu'au 31 décembre 2021 (l'« **Allocation des Fonds Levés** ») :

- au titre de l'Emission GB 1, soit du 27 novembre 2013 au 31 décembre 2015, d'un montant de 1,4 milliard d'euros, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée en juin 2015 ;
- au titre de l'Emission GB 2, soit du 13 octobre 2015 au 31 décembre 2017, d'un montant de 1,25 milliard de dollars américains, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée fin 2017 ;
- au titre de l'Emission GB 3, soit du 11 octobre 2016 au 31 décembre 2019, d'un montant de 1,75 milliard d'euros, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée fin 2019 ;
- au titre de l'Emission GB 4, soit du 26 janvier 2017 au 31 décembre 2020, d'un montant de 26 milliards de yens, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée en juin 2020 ;
- au titre de l'Emission GB 5, soit du 1er janvier 2017 au 31 décembre 2021 (période de « look-back » comprise), d'un montant de 2,4 milliards d'euros, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée fin 2021 ;
- au titre de l'Emission GB 6, soit du 29 novembre 2021 au 31 décembre 2021, d'un montant de 1,75 milliard d'euros, étant précisé que 0 millions d'euros ont été alloués au 31 décembre 2021 ;
- au titre de l'Emission Green Repo, soit du 29 septembre 2021 au 31 décembre 2021, d'un montant de 50 millions d'euros, étant précisé que l'intégralité des 50 millions d'euros ont été alloués au 31 décembre 2021.

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association*[1], à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Eligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Emission, ainsi que dans le Green Bond Framework d'EDF mis à jour en janvier 2020 (le « **Green Bond Framework EDF** ») ;
- le suivi des fonds issus des Emissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Eligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Eligibles au 31 décembre 2021 dans le cadre des Emissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Eligibles financés au 31 décembre 2021, à la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Eligibles » du document joint à la présente attestation.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Emission et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Emission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Eligibles postérieurement à leur allocation ;
- de nous prononcer sur le caractère approprié de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées.

Dans le cadre de notre mission de commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Notre audit, effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avait pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination des informations figurant dans le document ci-joint. Par conséquent, les tests d'audit et les sondages n'ont pas été effectués dans cet objectif, et aucune opinion n'est exprimée sur ces éléments pris isolément. Ces comptes consolidés, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 17 février 2022.

En outre, nous n'avons pas mis en œuvre de procédures pour identifier, le cas échéant, les événements survenus postérieurement à l'émission de notre rapport sur les comptes consolidés en date du 17 février 2022.

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 intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

Pour les informations relatives à l'Allocation des Fonds Levés et au respect des quatre composants des Green Bond Principles

- vérifier la correcte prise en compte des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Eligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;

(1) Green Bond Principles Voluntary Process - Guidelines for Issuing Green Bonds - June 2021.

- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, tels que définis en annexe des Contrats d'Emission et dans le *Green Bond Framework EDF* ;
- vérifier la correcte ségrégation des fonds levés lors des Emissions et leur allocation exclusive à des Projets Eligibles ;
- vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Eligibles et financés par chacune des Emissions ;
- effectuer les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 ;

Pour l'estimation des émissions de CO_2 évitées

- procéder à une revue critique de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées ;
- vérifier la conformité dans tous leurs aspects significatifs des modalités appliquées pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Eligibles financés au cours de la période avec la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Eligibles » du document joint à la présente attestation ;
- vérifier la cohérence des informations relatives à l'estimation des données de production et au choix des facteurs d'émission utilisés (calcul des facteurs d'émission des réseaux électriques où les projets sont implantés et choix des facteurs d'émission par technologie de production d'énergie), étant précisé qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des emissions de CO_2 évitées.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler :

- sur le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Emission et dans le *Green Bond Framework EDF* ;
- sur le suivi des fonds issus des Emissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Eligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Eligibles au 31 décembre 2021 dans le cadre des Emissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Eligibles financés au 31 décembre 2021 par rapport à la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Eligibles » du document joint à la présente attestation.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Paris La Défense, le 16 mars 2022
L'un des Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés — **Christophe Patrier** *Associé*

6.8 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales *(Social Bonds)* émises par EDF

En mai 2021, le Groupe a procédé à l'émission d'obligations sociales hybrides (*Hybrid Social Bonds*) pour 1,25 milliard d'euros afin d'accompagner son développement responsable.

Les fonds levés par le biais des obligations sociales hybrides sont dédiés aux financements des dépenses d'investissements engagées par le groupe EDF en passant commande auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution du groupe EDF dans l'Union européenne et au Royaume-Uni (les Projets Éligibles). Plus de détails sont disponibles dans l'EDF Social Bond Framework[1]. Dans le respect des *Social Bond Principles* de l'ICMA (International Capital Markets Association) [2], cette émission d'Obligations Sociales Hybrides est cohérente avec les engagements et la stratégie RSE (Responsabilité Sociale de l'Entreprise) du Groupe en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces émissions suivent les quatre principes établis par les *Social Bond Principles* 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 *Social Bond Framework* EDF de mai 2021, 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 2021.

Utilisation des fonds levés

Dans le cadre de ses émissions de d'obligation sociales, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement des dépenses d'investissement engagées auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production et/ou de distribution du groupe EDF en Europe (définie comme l'Union européenne et le Royaume-Uni).

L'objectif social de ces dépenses d'investissement est de soutenir les PME localisées dans des bassins d'emploi à fort taux de chômage [3] qui constituent un élément clé du tissu industriel d'EDF et qui créent des opportunités d'emploi sur les territoires où EDF est présent.

Le Groupe EDF s'est engagé à respecter la recommandation des *Social Bonds Principles* de " chercher à obtenir des résultats sociaux positifs, en particulier mais pas exclusivement pour une ou plusieurs populations cibles." A ce titre, EDF a affecté les fonds issus de son émission obligataire sociale de mai 2021 uniquement aux investissements contractualisés avec des PME situées dans des zones à forts enjeux de chômage, soit dans des zones d'emploi où le taux de chômage :

- est plus élevé que le taux de chômage national moyen ; ou
- diminue moins rapidement (ou augmente plus rapidement) que le taux de chômage national moyen au cours des cinq dernières années.

La population cible est constituée des salariés et des sous-traitants des PME.

EDF s'engage à ne procéder à aucun double comptage. Par conséquent, EDF ne financera pas des projets éligibles qui ont déjà été financés par l'une de ses obligations vertes.

Le *Social Bond Framework* permet que les fonds puissent financer des projets éligibles qui n'auraient pas encore bénéficié de financement par une émission obligataire sociale, dans un délai de 2 années précédant l'émission de l'obligation sociale (clause de *look back*).

Évaluation et sélection des Projets Éligibles financés

Les Projets Éligibles sont soumis à un processus d'évaluation et de sélection particulier :

- sous la coordination de la direction financière du groupe EDF, chaque division d'EDF concernée est chargée d'identifier les propositions de Projets Éligibles qui répondent aux critères d'utilisation des fonds ;
- chaque division d'EDF s'engage à respecter les politiques et procédures du groupe EDF, y compris celles relatives aux achats éthiques et à la conclusion de contrats avec des PME ;
- chaque division concernée documentera le processus d'évaluation des projets dans son périmètre.

Seuls les projets conformes à ces critères peuvent bénéficier d'un financement de l'émission obligataire sociale hybride.

Dans le cadre de ce processus l'identification des dépenses éligibles se fait dans trois étapes.

- **Réception et validation des données:**
  - › Identification des données d'achats de type CAPEX réalisés auprès de PME par le Groupe EDF sur 2019 et 2020 et 1ere trimestre de 2021 sur un périmètre des activités de production et commercialisation [4] et aux activités régulées. [5]
  - › Comparaison des données reçues par rapport aux données collectées pour réaliser l'empreinte emploi du Groupe EDF (données d'achats 2019/2020 et 1er trimestre de 2021 et type de fournisseurs), afin de valider les montants reçus. A chaque montant d'achat correspond le SIRET de l'établissement qui a reçu ce paiement.
  - › Validation des données reçues avec les services respectifs d'EDF et ENEDIS.
- **Traitement des données**
  - › Retraitement des données.
  - › Extraction des informations officielles des établissements à partir des deux bases Sirene® (source S.4) : statut des établissements (PME/ETI/GE) ainsi que les données NIC, code postal, NAF.
  - › Vérification du statut de PME des fournisseurs grâce aux données de l'Insee récupérées via la base Sirene®.
  - › Exclusion des PME détenues par une entreprise de taille plus importante (ie ETI ou GE).
- **Association du bassin d'emploi et secteurs d'activité**
  - › Localisation de chaque achat dans un des 306 bassins d'emploi en France, selon la définition de l'INSEE. [6]
  - › Correspondance des codifications de secteurs d'activité

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.

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 montants

(1) https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-en/investors-analysts/bonds/social-bonds/edf-social-bond-framework-may-19-2021.pdf

(2) Les *Social Bond Principles* sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de *Social Bonds* qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des *Social Bonds* dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : https://www.icmagroup.org/sustainable-finance/the-principles-guidelines-and-handbooks/social-bond-principles-sbp/

(3) Les PME situées dans des zones d'emploi où le taux de chômage est supérieur au taux de chômage national moyen OU diminue moins rapidement (ou augmente plus rapidement) que le taux de chômage national moyen au cours des cinq dernières années.

(4) Limité aux Département de la Production Nucléaire et Thermique (DPNT) et Département de Ingénierie et Projets du Nouveau Nucléaire (DIPNN)

(5) Limité à Enedis et aux Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI)

(6) Selon l'INSEE, une zone d'emploi est " un espace géographique à l'intérieur duquel la plupart des actifs résident et travaillent" (https://www.insee.fr/en/metadonnees/definition/c1361).

disponibles dans les sous-portefeuilles dédiés d'actifs de trésorerie sont ajustés en fonction de l'utilisation effective des fonds.

Le respect de ces critères fait l'objet de l'attestation de KPMG (Commissaire aux Comptes) selon les exigences du *Social Bond Framework*. Sur cette base, les directions financières des entités du Groupe concernées désignent les Projets Éligibles financés

Reporting

Gestion effective des fonds

Les fonds levés en mai 2021 ont été investis dans un portefeuille d'actifs de trésorerie dédié, dans l'attente de l'identification des Projets Eligibles

Allocation effective des fonds

Au 31 décembre 2021, l'intégralité des fonds levés en mai 2021 à hauteur de 1,25 milliard d'euros dans le cadre l'émission obligataire sociale hybride d'EDF ont été alloués à des Projets Éligibles.

Impact des Projets Éligibles financés

EDF est capable d'estimer l'impact (le nombre d'emploi) sur la population ciblée via le calcul suivant.

- Nombre d'emploi par secteur d'activité / Montant de production totale pour chaque secteur d'activité (en EUR) = **Ratio** (par secteur d'activité)
- Ratio x Montant d'achat CAPEX = **Nombre d'employés nécessaires aux PME pour exécuter leur contrat avec EDF.**

Le tableau ci-dessous présente trois principaux impacts associés aux Projets Éligibles ayant bénéficié d'un financement de l'émission obligataire sociale hybride :

- les montants investis dans les Projets Éligibles par EDF ;
- le nombre de PME concernées par ces Projets Éligibles ;
- le nombre d'emplois dans ces PME nécessaires pour effectuer leur contrat avec le groupe EDF. Ce nombre est calculé à partir du ratio : nombre d'emplois/ montant de production du secteur d'activité.

Année	Investissements (en millions d'euros)	Nombre de PME	Nombre d'emplois
2019	550√	1 324	3 330
2020	589√	1 411	3531
1er trimestre 2021	111√	690	664

INVESTISSEMENTS RÉALISÉS PAR LE GROUPE EDF (en millions d'euros)

Segment	2019	2020	2021
France – Activités de production et commercialisation [1]	129√	167√	24√
France – Activités régulées [2]	422√	422√	86√

(1) Uniquement DPNT et DIPNN.
(2) Uniquement Enedis et les réseaux électriques d'EDF SEI.

(1) Basé sur le modèle économique input-output et une méthodologie développée par Goodwill Management pour l'étude de l'empreinte emploi d'EDF. Cf. "3.4.2.1.3 Exemples de sa contribution au développement territorial par l'emploi" dans l'URD 2020 d'EDF. Plus de détails sont disponibles sur le site Internet du Groupe EDF dédié à la finance durable https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/espace-obligataire/finance-durable

Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'EDF S.A. sur les informations relatives à l'allocation aux dépenses d'investissement éligibles au 31 décembre 2019, au 31 décembre 2020 et au 31 mars 2021 des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire « Social Bonds » du 26 mai 2021

Au Président Directeur Général,

En notre qualité de commissaire aux comptes d'EDF S.A. (l'« **entité** ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation aux dépenses d'investissement éligibles au 31 décembre 2019, au 31 décembre 2020 et au 31 mars 2021 des fonds levés dans le cadre de l'émission d'obligations sociales hybrides réalisée par l'entité le 26 mai 2021 d'un montant de 1,25 milliard d'euros (ci-après les « Social Bonds »), présentée dans le document (ci-après le « Rapport d'allocation et d'impact »), joint à la présente attestation et présenté dans l'URD dans la rubrique « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales (« **Social Bonds** ») émises par EDF ».

Ce Rapport d'allocation et d'impact, incluant les informations relatives au Social Bond de l'entité établi conformément aux termes et conditions du contrat d'émission des Social Bonds, et notamment du *EDF Social Bond Framework* (ci-après le « **Framework** »), est destiné à l'information des porteurs des Social Bonds. Ce Framework est disponible sur le site internet d'EDF S.A.[1].

Ce Rapport d'allocation et d'impact fait ressortir le montant des fonds levés alloués aux dépenses d'investissement contractualisées avec des PME (les « **Dépenses d'investissement** ») tels que définies dans le Framework, respectivement au 31 décembre 2019, au 31 décembre 2020 et au 31 mars 2021. Ce montant s'élève à 1,25 milliard d'euros.

Ce Rapport d'allocation et d'impact a été établi sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés d'EDF S.A. pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2020 et 2021. Les méthodes et les critères d'éligibilité utilisés pour déterminer les Dépenses d'investissement sont précisés dans le Framework.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- le respect du Rapport d'allocation et d'impact au Social Bond Principles de l'ICMA ;
- le respect des modalités mises en œuvre par EDF pour estimer les impacts sociaux des dépenses d'investissements éligibles avec la méthodologie décrite par EDF dans le Rapport d'allocation et d'impact ; la conformité des Dépenses d'investissement, respectivement au 31 décembre 2019, au 31 décembre 2020 et au 31 mars 2021, au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework et du critère de taux de chômage, étant noté que les montants de ces dépenses sont identifiés par le signe √ dans le Rapport d'allocation et d'impact joint à cette attestation ;
- la cohérence du montant des dépenses d'investissement avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité ayant servi à la préparation des comptes consolidés d'EDF S.A. pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2020 et 2021 ;
- la cohérence du suivi des fonds avant allocation figurant dans le Rapport d'allocation et d'impact avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité d'EDF S.A. au 31 décembre 2021.

En revanche, il ne nous revient pas de nous prononcer sur :

- les critères d'éligibilité définis dans le Framework, validés dans la *Second Party Opinion* délivrée par le S&P Global Ratings avant l'émission, et, en particulier, de donner une interprétation des termes du Framework ;
- l'utilisation des fonds alloués aux projets éligibles postérieurement à leur allocation ;
- les indicateurs d'impact communiqués le cas échéant dans le Rapport d'allocation et d'impact.

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. et d'Enedis 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 ;
- apprécier le caractère approprié de la procédure de reporting des dépenses d'investissement au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible par rapport aux principes du Framework du Social Bonds ;
- s'enquérir de l'existence de procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par EDF S.A. et Enedis S.A. ;
- examiner par sondages les processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle des informations, et notamment celles relatives à l'allocation des fonds énoncés dans le Framework. Cela a notamment consisté à :
  - vérifier l'exactitude arithmétique des compilations et traitements appliqués aux dépenses d'investissement collectées visant à déterminer les Dépenses d'investissement ;
  - vérifier le caractère éligible des dépenses d'investissement au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework[2], sur la base d'informations internes (nom du fournisseur, SIRET, nature des prestations et biens réceptionnés…) obtenues auprès d'EDF S.A. et d'Enedis S.A. et d'informations externes provenant notamment du SIRENE (Système national d'identification et du répertoire des entreprises et de leurs établissements), pour un échantillon représentatif de dépenses d'investissement considérées éligibles, à la date choisie pour la production du rapport d'allocation ;
  - vérifier la correcte application du critère du taux de chômage[3] aux Dépenses d'investissement ;
  - vérifier la cohérence du montant cumulé des dépenses d'investissement collectées auprès d'EDF S.A. et d'Enedis S.A. au 31 décembre 2019, au 31 décembre 2020 et au 31 mars 2021 avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité ayant servi à la préparation des comptes consolidés d'EDF S.A. pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2020 et 2021 ;
  - vérifier la concordance des Dépenses d'investissement sélectionnées à l'aide du critère du taux de chômage avec le montant des fonds alloués figurant dans le Rapport d'allocation et d'impact ;
  - vérifier la conformité du Rapport d'allocation et d'impact de l'émission obligataire Social Bonds au Social Bond Principles de l'ICMA ;
  - vérifier la cohérence du suivi des fonds avant allocation figurant dans le Rapport d'allocation et d'impact avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité d'EDF S.A. au 31 décembre 2021 ;
  - vérifier la conformité des modalités mises en œuvre par EDF pour estimer les impacts sociaux des dépenses d'investissements éligibles avec la méthodologie décrite par EDF dans le Rapport d'allocation et d'impact.

(1) https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors-shareholders/bonds/green-bonds

(2) Les " Projets éligibles " comprennent toute dépense d'investissement contractée auprès d'une PME qui contribue au développement ou à la maintenance des actifs de production et/ou de distribution d'électricité du Groupe EDF en Europe (définie comme l'Union européenne et le Royaume-Uni).

(3) dans les bassins d'emploi où le taux de chômage est supérieur à la moyenne ou qu'il diminue moins vite (ou augmente plus vite) que la moyenne nationale sur les cinq dernières années. Cette information provient d'un rapport d'analyse externe réalisé à la demande d'EDF S.A.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Dépenses d'investissement avec les critères d'éligibilité définis dans le Framework et le critère du taux de chômage ;
- la cohérence du montant des dépenses d'investissement, respectivement au 31 décembre 2019, au 31 décembre 2020 et au 31 mars 2021, avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité ayant servi à la préparation des comptes consolidés d'EDF S.A. pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2020 et 2021 ;
- la conformité du Rapport d'allocation et d'impact de l'émission obligataire Social Bonds au Social Bond Principles de l'ICMA ;
- la cohérence du suivi des fonds avant allocation figurant dans le Rapport d'allocation et d'impact avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité d'EDF S.A. au 31 décembre 2021 ;
- la conformité des modalités mises en œuvre par EDF pour estimer les impacts sociaux des dépenses d'investissements éligibles avec la méthodologie décrite par EDF dans le Rapport d'allocation et d'impact.

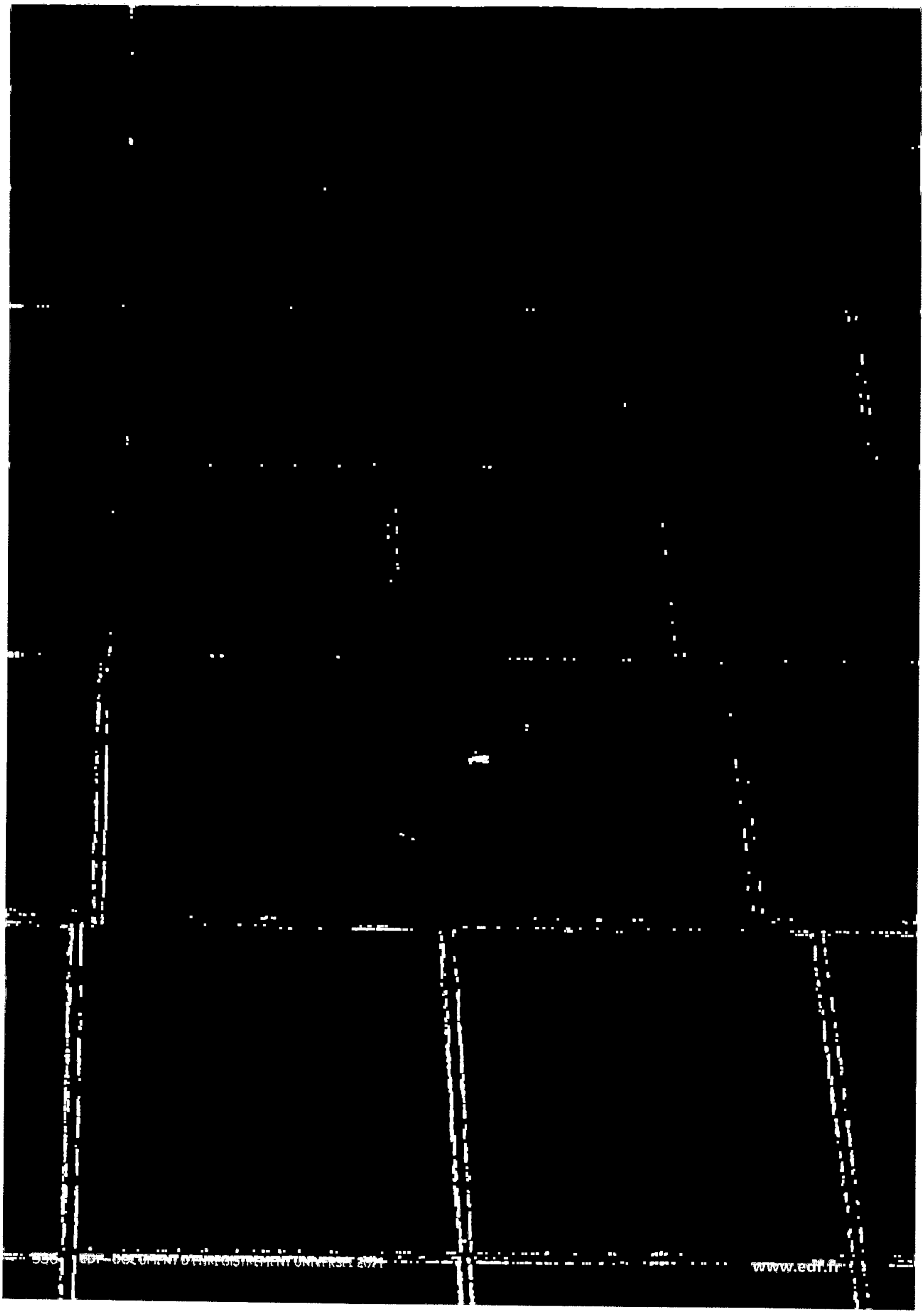
En notre qualité de commissaire aux comptes d'EDF, notre responsabilité à l'égard de l'entité est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers, y compris les porteurs du Social Bonds, étant précisé que nous ne sommes pas partie au contrat d'émission du Social Bonds (incorporant par référence le Framework). Nous ne pourrons 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, 1er mars 2022

KPMG S.A.

Fanny Houlliot	Quentin Hénaux
Associée	Associé
Sustainability Services	



7 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ 538

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social 538
7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE 538
7.1.3 Date de constitution et durée de la Société 538
7.1.4 Forme juridique et législation applicable 538
7.1.5 Litiges 538
7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public 539

7.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS 540

7.2.1 Objet social 540
7.2.2 Exercice social 540
7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 540
7.2.4 Droits attachés aux actions 541
7.2.5 Cession et transmission des actions 541
7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote 541
7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 541
7.2.8 Assemblées générales 541
7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société 542
7.2.10 Franchissements de seuils 542

7.3 INFORMATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET À L'ACTIONNARIAT 543

7.3.1 Montant et évolution du capital social 543
7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions 544
7.3.3 Capital autorisé mais non émis 546
7.3.4 Autres titres donnant accès au capital 548
7.3.5 Titres non représentatifs du capital 548
7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 549
7.3.7 Nantissement des titres de la Société 549
7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote 549
7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 550
7.3.10 Dialogue actionnarial 550

7.4 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ 551

Année 2021 552
Année 2022 552

7.5 OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS 552

7.5.1 Opérations avec des apparentés 552
7.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 553
7.5.3 Procédure sur les conventions courantes 556

7.6 CONTRATS IMPORTANTS 556

7.6.1 Contrats importants conclus en 2021 556
7.6.2 Contrats importants conclus en 2020 556
7.6.3 Contrats importants conclus en 2019 556

7.1 Informations générales concernant la Société

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social

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 à Paris 8e, 22-30, avenue de Wagram.

Le numéro de téléphone est + 33 (0) 1 40 42 22 22.

7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 401E.

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 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 lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions spécifiques 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 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 (section 6.1) 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-dessous et celles figurant dans les comptes consolidés clos au 31 décembre 2021.

Enquête AMF

Dans le cadre d'une enquête diligentée par l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés depuis le mois de juillet 2013, l'AMF a notifié à EDF deux griefs le 5 avril 2019, qu'EDF a contesté. La Commission des sanctions de l'AMF a prononcé le 28 juillet 2020 des sanctions pécuniaires respectives de cinq millions d'euros à l'encontre de la société EDF au titre d'un manquement de diffusion d'informations fausses ou trompeuses dans le cadre de la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C à l'occasion du communiqué de presse en date du 21 octobre 2013 et intitulé « Accord sur les termes commerciaux des contrats relatifs au projet de centrale nucléaire Hinkley Point C ».

La Commission des sanctions a en revanche écarté tout manquement à l'obligation de communiquer dès que possible une information privilégiée relative à la décision d'EDF de poursuivre le projet Hinkley Point C dans le cadre de la consolidation par intégration globale dans les comptes du groupe, communiquée au marché le 21 septembre 2015, mettant ainsi hors de cause, sur ce point, tant la société EDF que son Président-Directeur Général en fonction.

Le 5 octobre 2020, EDF a formé un recours à l'encontre de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris au titre du seul grief retenue contre elle. À la suite du recours formé par EDF, le Président de l'AMF a également formé le 3 décembre 2020 un recours incident à l'encontre de la décision de la Commission des sanctions, aux termes duquel il sollicite que le montant de la sanction pécuniaire supportée par EDF soit portée à 8 millions d'euros. Toutefois, le recours incident du Président de l'AMF ne conteste pas la décision de la Commission des sanctions en ce qu'elle a écarté le second grief. La décision de la Commission des sanctions sur ce point est donc désormais définitive. L'arrêt de la Cour d'Appel de Paris est attendu pour le 12 mai 2022.

Enquête CRE/REMIT

Le 1er décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture d'une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1er avril 2016, 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 5 juillet 2018 avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Le 17 décembre 2021, EDF et EDF Trading Limited ont reçu une notification des griefs du CoRDIS. Le 17 décembre 2021, EDF et EDF Trading Limited ont reçu une notification des griefs du CoRDIS

L'autorité néerlandaise pour les consommateurs et les marchés (ACM) a procédé à l'ouverture d'une enquête concernant la disponibilité de la centrale de Sloe (CCG basé aux Pays Bas). Le 19 novembre 2020, EDF et EDF Trading Limited ont reçu une notification des griefs de l'ACM. 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 note 17.3 de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2021), 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 de l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 (voir section 6.1), l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à son encontre par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie). 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 toutefois 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 finalement fait appel de la décision de l'Autorité le 1er mars 2022.

7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public

7.1.6.1 EDF entreprise publique

En tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État (voir la section 7.2.9 « Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société »), EDF est soumise 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 soumise 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 soumise 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 EDF 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 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique.

En tant qu'acheteur, EDF est soumise 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'action 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.

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.

Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 a fixé la PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

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 mis 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 a été confiée, par la loi, 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 consiste en outre à participer aux appels à candidatures visant à assurer la fourniture d'électricité de secours 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. À titre transitoire, jusqu'à ce que lesdits appels à candidatures 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 1er 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 tel que modifié par le décret n° 2014-274 du 27 février 2014 et le décret n° 2016-555 du 6 mai 2016.

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. Ce domaine comprend 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 à différentes reprises.

7.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger, et dans le respect des lois mentionnées à l'article premier 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'art de L. 2 224-31 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 CO_2 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 1er 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.

En application de l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, issu de l'ordonnance n° 2020-1142 du 16 septembre 2020, anciennement l'article L. 225-123, alinéa 3, du Code de commerce tel que modifié par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, un droit de vote double de celui dont bénéficient les autres actions sera conféré de droit à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il sera justifié d'une inscription nominative, depuis deux ans au moins, au nom du même actionnaire. Ces dispositions ont pris effet le 3 avril 2016. En effet, le Conseil d'administration d'EDF avait décidé de ne pas proposer à l'Assemblée générale de modification des statuts visant à faire obstacle à l'application du droit de vote double prévu à l'article L. 225-123 du Code de commerce.

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 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration est doté d'un règlement intérieur, régulièrement mis à jour, destiné à préciser notamment les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration, en complément des dispositions légales et réglementaires applicables et des statuts de la Société.

Ces modalités sont décrites à la section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ».

Le règlement intérieur du Groupe est accessible sur le site Internet du Groupe (www.edf.fr).

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 en demandant une carte d'admission, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (articles L. 225-106 et L. 22-10-39 du Code de commerce) ou voter à distance (les formulaires ne donnant aucun sens de vote sont considérés comme des votes négatifs, ceux exprimant une abstention seront pris en compte pour le calcul du quorum mais ne seront pas pris en compte pour le calcul de la majorité).

Conformément à l'article R. 22-10-18 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

précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société (ou son mandataire), soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Conformement à l'article R. 225-85 du Code de commerce, l'inscription des titres dans les comptes de titres au porteur tenus par les intermédiaires financiers est constatée par une attestation de participation délivrée par ces derniers, le cas échéant par voie électronique dans les conditions prévues à l'article R. 225-61 du Code de commerce, en annexe du formulaire de vote à distance, de la procuration de vote ou de la demande de carte d'admission établis au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

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.

EDF offre à ses actionnaires la possibilité de voter par Internet, avant l'Assemblée générale.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par l'article L. 22-10-46 du Code de commerce (voir la section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

En 2020 et en 2021, dans le contexte de la crise sanitaire du Covid-19 et conformément aux dispositions légales en vigueur, les Assemblées Générales se sont tenues à huis clos, sans que les actionnaires et les autres personnes ayant le droit d'y participer ne soient présents physiquement. Les modalités de participation aux Assemblées Générales, ont été détaillées dans les avis de convocation mis à disposition sur le site internet de la société. Les Assemblées générales ont été diffusées en direct sur le site internet de la Société et les vidéos sont disponibles en différé dans le délai prévu par la réglementation. Les actionnaires ont été invités à poser leurs questions le jour de l'Assemblée par écrit sur la plate-forme de connexion.

7.2.8.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration

Les demandes d'inscription à l'ordre du jour de l'Assemblée générale de points ou de projets de résolutions par des actionnaires remplissant les conditions prévues par l'article R. 225-71 du Code de commerce doivent parvenir à la Société au plus tard le vingt-cinquième jour qui précède la date de l'assemblée, sans pouvoir être adressées plus de 20 jours calendaires après la publication de l'avis préalable de réunion, conformément aux articles R. 225-73 et R. 22-10-22 du Code de commerce.

La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour est motivée. La demande d'inscription de projets de résolution est accompagnée du texte des projets de résolution, qui peuvent être assortis d'un bref exposé des motifs.

Les auteurs de la demande justifient, à la date de la demande, de la possession ou de la représentation de la fraction du capital exigée par l'article R. 225-71 du Code de commerce. Les demandes doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte. L'examen du point ou de la résolution est subordonné à la transmission, par les auteurs de la demande, d'une nouvelle attestation justifiant de l'inscription des titres dans les mêmes comptes au deuxième jour précédant l'assemblée.

Chaque actionnaire a par ailleurs la faculté d'adresser au Conseil d'administration les questions écrites de son choix. Conformément à l'article L. 225-108 du Code de commerce, le Conseil d'administration y répond ou délègue au Président-Directeur Général le pouvoir d'y répondre, et la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site Internet de la Société.

Les questions écrites doivent être envoyées à la Société par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécommunication électronique au plus tard le quatrième jour ouvré précédant la date de l'Assemblée générale. Conformément à l'article R. 225-84 du Code de commerce, pour être prises en compte, ces questions doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte.

7.2.8.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée

Conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-48 du Code de commerce, toute personne qui détient, seule ou de concert, au titre d'une ou plusieurs opérations de cession temporaire ou de toute opération lui donnant le droit ou lui faisant obligation de revendre ou de restituer ces actions au cédant, un nombre d'actions représentant plus de 0,5 % des droits de vote d'une société cotée, doit informer la Société et l'Autorité des marchés financiers, au plus tard le deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée générale à zéro heure, heure de Paris, et lorsque le contrat organisant cette opération demeure en vigueur à cette date, du nombre total d'actions qu'elle possède à titre temporaire. Cette déclaration comporte, outre le nombre d'actions acquises, l'identité du cédant, la date et l'échéance du contrat relatif à l'opération et, s'il y a lieu, la convention de vote.

À défaut d'information de la Société et de l'Autorité des marchés financiers, les actions ainsi acquises sont automatiquement privées de droit de vote pour l'Assemblée d'actionnaires concernée et pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la revente ou la restitution desdites actions.

En outre, le représentant de la Société, un actionnaire ou l'Autorité des marchés financiers peut demander au Tribunal de commerce de prononcer la suspension totale ou partielle, pour une durée maximum de cinq ans, de ses droits de vote à l'encontre de tout actionnaire qui n'aurait pas procédé à cette information, peu important que l'actionnaire emprunteur ait ou non exercé les droits de vote.

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. 22-10-46 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.

7.2.10 Franchissements de seuils

En vertu des dispositions du Code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 33,3 %, 50 %, 66,6 %, 90 % ou 95 % du capital ou des droits de vote informe la Société, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède (article R. 233-1 du Code de commerce). Par ailleurs, elle doit en informer l'AMF avant la clôture des négociations, au plus tard le quatrième jour de négociation suivant le franchissement du seuil de participation (article 223-14 du règlement général de l'AMF). Les franchissements de seuil déclarés à l'AMF sont rendus publics par cette dernière.

Depuis 2012, les instruments dérivés à dénouement physique ou en espèces et ayant un effet économique similaire à la possession des actions sous-jacentes sont pris en compte pour ce calcul des franchissements de seuils (article L. 233-9 I 4°*bis* du Code de commerce). Conformément au règlement général de l'AMF, les détenteurs de ces instruments financiers doivent retenir pour le calcul de leur participation dans le cadre de leurs obligations de déclaration le nombre d'actions sur lesquelles portent ce type d'accords et d'instruments financiers et préciser, lors de leurs éventuelles déclarations de franchissement de seuils, leur intention quant au dénouement de ce type d'accords et d'instruments financiers dont ils bénéficient.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est tenu de notifier à la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède. Les statuts de la Société prévoient que s'appliquent aux déclarations de franchissement de seuils statutaires qui y sont prévues les règles de calcul et d'assimilation à la détention d'actions qui sont applicables aux seuils légaux, ainsi que les obligations d'information relatives aux instruments financiers qui ne sont pas assimilés à des actions.

L'inobservation des dispositions qui précèdent est sanctionnée par la privation des droits de vote pour les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée et ce, pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendra jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification prévue ci-dessus, si l'application de cette sanction est demandée par un ou plusieurs actionnaires détenant 1 % au moins du capital de la Société. Cette demande est consignée au procès-verbal de l'Assemblée générale.

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	**3 238 676 748**
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	1 619 338 374 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

EDF a été transformé en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal, le 20 novembre 2004 en application de la loi du 9 août 2004.

L'Assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,50 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de 4,50 euros de la valeur nominale des actions, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,50 euro. Le capital social a ainsi été ramené à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en Bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole – CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros à la suite de l'émission de 26 695 572 actions. Le capital social a ainsi été porté le 21 janvier 2010 à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

Le 24 juin 2011, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 406 055 euros, divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, par émission d'actions nouvelles en rémunération des actions EDF Énergies Nouvelles apportées à la branche échange de l'offre publique alternative d'achat ou d'échange simplifiée portant sur les actions d'EDF Énergies Nouvelles initiée par EDF (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »). Puis, le 28 septembre 2011, le capital a été réduit pour être ramené à la somme de 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires, par annulation des actions achetées dans le cadre du programme de rachat d'actions propres en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre précitée.

Le 29 juillet 2013, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour une quote-part du solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

La mise en paiement le 18 décembre 2015 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 30 065 279,50 euros à la suite de l'émission de 60 130 559 actions. Le capital social a ainsi été porté de 930 004 234 euros à 960 069 513,50 euros, divisé en 1 920 139 027 actions ordinaires.

Le 31 octobre 2016, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 12 mai 2016 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 31 octobre 2016 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 47 942 646 euros à la suite de l'émission de 95 885 292 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 006 625 695,50 euros à 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires.

Lors de sa réunion du 3 mars 2017, le Conseil d'administration, faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016 dans sa deuxième résolution, a décidé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription. Le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 370 938 843,50 euros, divisé en 2 741 877 687 actions ordinaires. Le montant final brut de l'augmentation de capital prime d'émission incluse s'est élevé à 4 017 905 375,40 euros et s'est traduit par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles, elle a été lancée le 6 mars 2017 et a été définitivement réalisée le 30 mars 2017.

Le 12 juillet 2017, le capital a été augmenté pour être porté à la somme 1 443 677 137 euros, divisé 2 887 354 274 en actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 18 mai 2017 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 14 décembre 2017 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 398 440 228,20 euros à la suite de l'émission de 40 084 530 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 443 677 137 euros à 1 463 719 402 euros, divisé en 2 927 438 804 actions ordinaires.

Le 29 juin 2018, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 505 133 838 euros, divisé en 3 010 267 676 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 15 mai 2018 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Lors de sa réunion du 19 novembre 2019, le Conseil d'administration a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 de 0,15 euro par action et a décidé, dans les conditions fixées par la quatrième résolution de l'Assemblée générale mixte du 16 mai 2019, l'option du paiement de cet acompte en actions nouvelles de la Société.

La mise en paiement le 17 décembre 2019 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation de capital social de 429 635 913,60 euros à la suite de l'émission de 52 651 460 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 525 484 813,00 euros à 1 551 810 543 euros, divisé en 3 103 621 086 actions ordinaires.

Lors de sa réunion le 29 juillet 2020, le Conseil d'administration a décidé d'annuler, en date du 30 septembre 2020, 3 697 507 actions EDF autodétenues qui avaient été préalablement affectées à un objectif de réduction de capital par voie d'annulation d'actions le 19 décembre 2019. À cette date, le capital social a été porté à la somme de 1 549 961 789,50 euros de nominal, divisé en 3 099 923 579 actions de 0,50 euros de nominal.

Le 30 juin 2021, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 578 916 053,50 euros, divisé en 3 157 832 107 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 6 mai 2021 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Lors de sa réunion du 4 novembre 2021, le Conseil d'administration a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2021 de 0,30 euro par action et a décidé, dans les conditions fixées par la quatrième résolution de l'Assemblée générale mixte du 6 mai 2021, l'option du paiement de cet acompte en actions nouvelles de la Société.

La mise en paiement le 2 décembre 2021 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation de capital social de 898 992 407,92 euros à la suite de l'émission de 80 844 641 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 578 916 053,50 euros à 1 619 338 374 euros, divisé en 3 238 676 748 actions ordinaires.

7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions

Un programme de rachat d'actions de la Société initialement autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois. Ce programme a été reconduit pour 18 mois par les Assemblées générales qui se sont successivement tenues depuis 2006 et a notamment été approuvé par l'Assemblée générale du 6 mai 2021.

7.3.2.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document d'enregistrement universel (programme autorisé par l'Assemblée générale du 6 mai 2021)

L'Assemblée générale du 6 mai 2021, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 22-10-62 et suivants du Code de commerce, des articles 241-1 et suivants du règlement général de l'Autorité des marchés financiers et du règlement européen (UE) n° 596/2014 du 16 avril 2014 sur les abus de marché, a autorisé par sa seizième résolution la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société.

Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation d'acheter des actions de la Société donnée par la vingt-et-unième résolution de l'Assemblée générale du 7 mai 2020.

Les objectifs du programme de rachat sont : l'annulation d'actions ; l'attribution ou la cession d'actions à des salariés ou anciens salariés de la Société, dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi, notamment au titre de la participation aux résultats de l'entreprise, ou par voie d'attribution gratuite ou d'offres réservées aux salariés ; la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ; l'animation du marché du titre au travers d'un contrat de liquidités conforme à la pratique de marché admise instaurée par l'Autorité des marchés financiers ; la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales ; la conservation et la remise ultérieure d'actions dans le cadre d'opérations de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission ; plus généralement, la réalisation de toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la réglementation en vigueur, ou qui s'inscrirait dans le cadre d'une pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers.

La part maximale du capital susceptible d'être rachetée dans le cadre de ce programme est de 10 % du nombre total des actions composant le capital social (ou 5 % s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'opérations de croissance externe), étant précisé que lorsque les actions sont rachetées aux fins d'animation du marché du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

La Société ne pourra en aucun cas détenir, directement ou indirectement, plus de 10 % de son capital.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 20 euros le prix maximum d'achat par action[1] et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds destinés à la réalisation du programme, et a donné au Conseil d'administration tous pouvoirs, avec faculté de délégation, en vue de mettre en œuvre cette autorisation.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 6 mai 2021, elle prendra donc fin le 6 novembre 2022 sauf adoption par l'Assemblée générale du 12 mai 2022 du nouveau programme présenté au paragraphe 7.3.2.3 « Descriptif du nouveau programme de rachat d'actions proposé au vote de l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022 » ci-dessous.

(1) Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

7.3.2.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2021

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2021	1 174 554
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2021	0,036 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2021 [1] *(en euros)*	13 536 006,43
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2021 [2] *(en euros)*	12 133 142,82
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	3 697 507

(1) Évaluée au cours d'achat.
(2) Sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2021, soit 10,33 euros.

Contrat de liquidité

Suite aux évolutions de la réglementation relative aux contrats de liquidité, un nouveau contrat de liquidité a été conclu avec la société Oddo BHF le 28 mars 2019. Les moyens figurant au compte de liquidité étaient de 10 120 161 euros et 738 882 titres à la date de signature. Ce contrat est en conformité avec la décision AMF n°2021-01 du 22 juin 2021.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2021

Au cours de l'exercice 2021, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 9 475 538 de ses propres actions et cédé 9 130 984 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 11,5856 euros et le cours moyen de vente a été de 11,6544 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2021

Au 31 décembre 2021, la Société détenait un total de 1 174 554 de ses propres actions, toutes détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,0363 % de son capital social).

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Opérations postérieures à la clôture

Entre le 1er janvier 2022 et le 28 février 2022, la Société a acquis 1 958 972 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 8,6644 euros, et cédé 1 793 920 actions pour une valeur unitaire moyenne de 8,74602 euros. Ces opérations sont intervenues dans le cadre du contrat de liquidité.

7.3.2.3 Descriptif du nouveau programme de rachat d'actions proposé au vote de l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022

En application des articles 241-2 et suivants du règlement général de l'AMF et L. 451-3 du Code monétaire et financier, et conformément à la réglementation européenne, la Société présente ci-après le descriptif du programme de rachat qui sera soumis à l'approbation de l'Assemblée générale ordinaire et extraordinaire du 12 mai 2022.

Objectifs du nouveau programme de rachat d'actions

Dans le cadre du programme de rachat d'actions, les achats seront effectués en vue de :

- la réduction de capital par annulation d'actions ;
- l'allocation d'actions à des salariés et anciens salariés du groupe EDF, dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions ou de toute offre réservée aux salariés ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière et la réalisation de toutes opérations de couvertures, raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales liées à ces valeurs mobilières ; l'animation du marché du titre au travers d'un contrat de liquidités ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des options donnant accès au capital de la Société et à la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales liées à ces options ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions dans le cadre d'opérations de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission ;
- plus généralement, la réalisation de toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la réglementation en vigueur, ou qui s'inscrirait dans le cadre d'une pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers.

Durée du programme de rachat d'actions

Le programme de rachat pourra être mis en œuvre pendant une période de 18 mois, à compter de la date de l'Assemblée générale du 12 mai 2022.

Part maximale du capital, nombre maximal et caractéristiques des titres que la Société se propose d'acquérir et prix maximum d'achat

La part maximale du capital susceptible d'être rachetée dans le cadre de ce programme est de 10 % du nombre total des actions composant le capital social (ou 5 % s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'opérations de croissance externe), étant précisé que lorsque les actions sont rachetées aux fins d'animation du marché du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

La Société ne pourra en aucun cas détenir, directement ou indirectement, plus de 10 % de son capital.

Le prix maximum d'achat des actions dans le cadre de la présente résolution sera de 20 euros par action et le montant global des fonds pouvant être affectés à la réalisation de ce programme de rachat ne pourra excéder 2 milliards d'euros.

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 7 mai 2020 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2021 :

ÉTAT DES AUTORISATIONS ADOPTÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 7 MAI 2020

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation de capital *(en millions d'euros)*	Utilisation des autorisations *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 7 juillet 2022	365 [1]	néant
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues			
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 7 juillet 2022	290 [2]	néant
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues			
Délégation de compétence au Conseil pour proceder à des offres par placement privé [2] avec suppression du droit preferentiel de souscription des actionnaires	26 mois 7 juillet 2022	290 [1] et 20 % du capital social par an	Émission de 219 579 139 OCEANEs [3]
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues			
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres a émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription	26 mois 7 juillet 2022	15 % du montant de l'émission initiale [1]	néant
Augmentation de capital toutes valeurs mobilieres confondues			
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 7 juillet 2022	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 7 juillet 2022	145 [1]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature [4]	26 mois 7 juillet 2022	10 % du capital de la Société dans la limite de 95 [1]	néant
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	26 mois 7 juillet 2022	15	néant
Émissions réservées au personnel			

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 365 millions d'euros prévu par la 22e résolution soumise à l'Assemblée générale du 7 mai 2020 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 et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(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) À la date d'émission, les Océanes représentent un montant nominal d'augmentation de capital maximal, si toutes les Océanes étaient converties, d'environ 109,8 M€ soit un montant restant disponible de 180,2 M€

(4) Article L. 22-10-53 du Code de commerce.

ÉTAT DES AUTORISATIONS ADOPTÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 6 MAI 2021

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 6 novembre 2022	10
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 6 novembre 2022	10 % du capital par période de 24 mois

À la date du présent document d'enregistrement universel, aucune utilisation n'a été faite de ces autorisations.

ÉTAT DES AUTORISATIONS PROPOSÉES À L'ADOPTION PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 12 MAI 2022

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et 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	26 mois 12 juillet 2024	935 [1]
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 12 juillet 2024	375 [1]
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé [2] avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 12 juillet 2024	375 [1] et 20 % du capital social par an
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription	26 mois 12 juillet 2024	15 % du montant de l'émission initiale [1]
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
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	26 mois 12 juillet 2024	15
Émissions réservées au personnel		
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 12 novembre 2023	10
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 12 novembre 2023	10 % du capital par période de 24 mois

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 935 millions d'euros prévu par la 15ème 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.

La Société a l'intention de soumettre au Conseil une opération d'augmentation de capital réservée aux salariés et retraités adhérents du Plan d'Epargne Groupe EDF avec suppression du droit préférentiel de souscription au profit de ces derniers, si les conditions de marché le permettent, sur la base des résolutions proposées à cette Assemblée.

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 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 (Éligible Projects) 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 (voir section 6.8 de l'URD 2020 présentant le rapport du Conseil d'administration et des Commissaires aux comptes sur l'émission).

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. Puis, suite à 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, à compter du 2 décembre 2021.

7.3.5 Titres non représentatifs du capital

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.

Le 6 octobre 2016, EDF a levé avec succès 2,655 milliards de dollars US sur 2 obligations senior auprès d'une vingtaine d'investisseurs sur le marché taiwanais (« obligations Formosa ») :

- obligation de 491 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,65 % ;
- obligation de 2,164 milliards de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Le 6 octobre 2016, EDF a également lancé avec succès une émission obligataire senior multi-devises d'environ 3 milliards d'euros sur 4 tranches :

- obligation verte (*Green Bond*) de 1,75 milliard d'euros, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1 % ;
- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,875 % ;
- obligation de 400 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 0,3 % ;
- obligation de 150 millions de francs suisses, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 0,65 %.

Avec ce troisième *Green Bond*, d'un montant de 1,75 milliard d'euros soit la plus importante tranche *green* en euros à ce jour, EDF a déjà émis l'équivalent de plus de 4 milliards d'euros de *Green Bonds* en 3 ans pour accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé avec succès 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;
- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %, qui représente la maturité la plus longue jamais émise sur le marché Samouraï.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samouraï Green et continue ainsi de participer activement au développement des *Green Bonds* comme outils de financement de la transition énergétique.

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). Il a également lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros. Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachats.

Le 26 novembre 2019, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon de 3,00 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société en décembre 2027. La Société a également lancé des offres contractuelles de rachat visant les titres suivants :

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 22 janvier 2022, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 661,8 millions d'euros, et qui sont admises à la négociation sur Euronext Paris ;
- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 3 000 millions de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 29 janvier 2023, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 3 000 millions de dollars US, et qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg.

Le 28 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars US à 50 ans dans le cadre de son programme EMTN avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %.

Par ailleurs, dans le cadre de ce même programme, le 2 décembre 2019, EDF a levé 1,25 milliard d'euros avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Le 12 décembre 2019, EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en euro et les résultats de la participation anticipée à son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars US.

Le 30 décembre 2019, EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars US. La Société a également exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 sur l'ensemble des obligations subordonnées à durée indéterminée pour un montant total de 1,250 milliard d'euros dont le montant en circulation est actuellement de 338,2 millions d'euros.

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé deux nouvelles émissions d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant nominal total de 2,1 milliards d'euros, consistant en :

- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros avec un coupon initial de 2,875 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 décembre 2026 (les « Obligations Hybrides non remboursables avant 6,5 ans ») ;
- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 1,250 milliard d'euros avec un coupon initial de 3,375 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 juin 2030 (les « obligations hybrides non remboursables avant 10 ans » et ensemble avec les Obligations Hybrides non remboursables avant 6,5 ans, les « Obligations 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 avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1er juin 2028.

Le 23 novembre 2021, EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior à échéance au 29 novembre 2033 libellées en euros, pour un montant nominal de 1,75 milliard d'euros et avec un coupon fixe de 1 %.

Au 31 décembre 2021, le montant des emprunts obligataires au bilan s'élève à 49.242 millions d'euros (note 18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières des comptes consolidés au 31 décembre 2021), 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 2021, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 264 millions d'euros (note 14.4.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2021 des comptes consolidés au 31 décembre 2021).

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 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et concernent les activités E&P, en particulier des éléments de compléments de prix. Par ailleurs, la note 23 Evénements postérieurs à la clôture rappelle qu'EDF et GE ont annoncé le 10 février 2022 la signature d'un accord d'exclusivité concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel. La réalisation de cette opération est, notamment, soumise à l'obtention de différentes autorisations réglementaires.

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 et principalement l'acquisition visée ci-dessus de GE GEAST qui figure au 1.4.1.1.2.3 8, 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.

7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2021		Situation au 31/12/2020		Situation au 31/12/2019	
	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital
État[1]	2 776 550 241	85,85	2 593 960 583	83,68	2 593 960 583	83,58
Institutionnels et particuliers	478 277 574	14,77	463 040 491	14,94	463 147 431	14,92
Actionnariat salarié	42 673 879[2]	1,32	42 092 505[3]	1,36	41 630 134[4]	1,34
Actions autodétenues	1 174 954	0,03	830 000	0,02	4 882 938	0,16
TOTAL	3 238 676 748	100	3 099 923 579	100	3 103 621 086	100,00

(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 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 » et « EDF ORS » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 3,89 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

(3) 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.

(4) Ce nombre comprend d'une part 37 527 237 actions (représentant 1,21 % 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 4,1 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.

Suite à la dotation par l'État de 389 349 361 actions EDF à l'EPIC Bpifrance, le 29 janvier 2018, le concert entre l'EPIC Bpifrance et l'État a franchi à la hausse les seuils légaux de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 30 %, un tiers, 50 % et deux-tiers du capital et des droits de vote de la Société. L'État et l'EPIC Bpifrance agissent de concert et doivent se concerter avant chaque Assemblée générale d'EDF. L'EPIC Bpifrance s'est engagé à ne pas transférer, ni remettre en garantie les actions EDF ou à autrement en disposer.

En octobre 2020, l'État a diminué sa dotation à l'EPIC Bpifrance de 61 000 000 actions EDF. L'EPIC Bpifrance a également reçu 6 480 579 titres au titre du Dividende 2020 payé en Juin 2021 et 9 033 181 titres au titre de l'acompte sur Dividende 2021 payé en Décembre 2021.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français et l'EPIC Bpifrance ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiables au 31 decembre 2021, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date. Le tableau ci-après fait apparaître cette répartition au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020 :

	Au 31/12/2021		Au 31/12/2020	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État*	2 716 550 741	83,88	2 593 960 583	83,68
Institutionnels Europe hors France	140 784 361	4,35	143 898 238	4,64
Institutionnels reste du monde	187 323 485	5,78	176 371 418	5,69
Institutionnels France	88 375 678	2,73	81 640 550	2,64
Actionnaires individuels	61 794 073	1,91	61 130 285	1,97
Actionnariat salarié	42 673 879	1,32	42 092 505	1,36
Autodétention	1 174 554	0,03	830 000	0,02
TOTAL	**3 238 676 748**	**100,00**	**3 099 923 579**	**100,00**

**La participation de l'Etat au capital social d'EDF inclut les actions EDF portées par l'EPIC BpiFrance.*

L'État a opté pour un paiement en actions du solde du dividende 2018 ainsi que du dividende au titre des exercices 2019 et 2020. Il a renouvelé son engagement pour le dividende 2021 ainsi que pour les exercices 2022 et 2023 (1).

Les droits de vote théoriques et exerçables en Assemblée Générale des différentes catégories d'actionnaires au 31 décembre 2021 sont les suivants :

31/12/2021	Actions	% capital	Droits de vote théoriques	% droits de vote théoriques	Droits de vote exerçables en AG	% droits de vote exerçables en AG
État*	2 716 550 741	83,88	4 921 161 963	89,18	4 921 161 963	89,20
Actionnariat salarié	42 673 879	1,32	77 207 429	1,40	77 207 429	1,40
Actionnaires institutionnels et individuels	478 277 574	14,77	518 524 284	9,39	518 524 284	9,40
Autodétention	1 174 554	0,03	1 174 554	0,03	-	-
TOTAL	**3 238 676 748**	**100**	**5 518 068 230**	**100**	**5 302 974 698**	**100**
Total	3 238 676 748	100,00	3 099 923 579	100,00		

**La participation de l'Etat au capital social d'EDF inclut les actions EDF portées par l'EPIC BpiFrance*

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 Dialogue actionnarial

Les actionnaires institutionnels et individuels (hors actionnaires salariés) représentent environ 15 % du capital social d'EDF. Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, un dialogue constant a été mis en place avec ces parties prenantes.

La communication financière du groupe EDF consiste à établir un dialogue 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.

Le Groupe poursuit dans ce contexte une politique active d'information et de dialogue, en mettant à disposition du public, des actionnaires individuels, des investisseurs institutionnels, et plus généralement de la communauté financière en France et à l'étranger, un large éventail de documents et supports d'information permettant de mieux comprendre le Groupe, sa stratégie, ses résultats et ses perspectives.

Relations avec les investisseurs institutionnels et les analystes financiers

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 2021, comme pour les années précédentes, la publication des résultats financiers du Groupe au pas trimestriel a fait l'objet de présentations par la Direction Générale à l'occasion de conférences téléphoniques au cours desquelles elle a aussi répondu aux questions des investisseurs et des analystes financiers.

Par ailleurs, tout au long de l'année, la Direction Générale et la Direction de la Communication Financière ont participé à des rencontres avec la communauté financière (analystes financiers et investisseurs institutionnels), sous la forme de conférences téléphoniques et de *roadshows*. La Direction de la Communication Financière entretient également des échanges continus avec les analystes sur leurs modèles et l'actualité du Groupe.

Relations avec les actionnaires individuels

Pour toujours entretenir un dialogue de qualité avec ses actionnaires individuels, EDF utilise des canaux de communication variés et innovants. Au-delà d'un espace dédié aux investisseurs et actionnaires sur le site Internet de la société EDF.fr, d'un

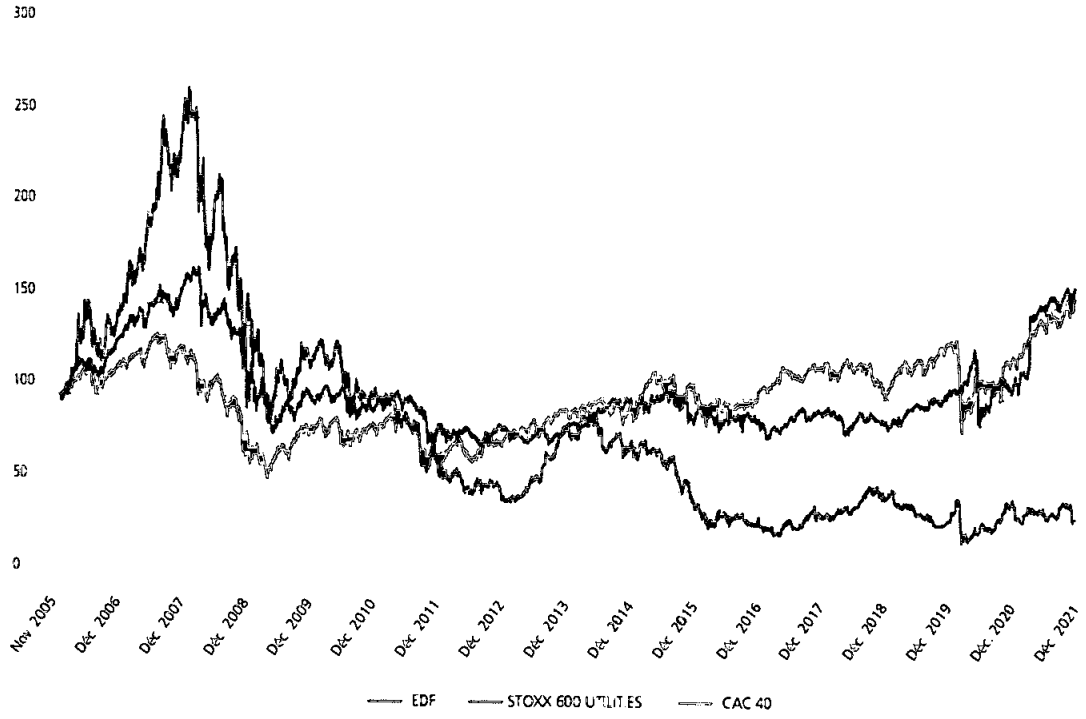
(1) CP du 18 février 2022 de l'APE

Club actionnaires permettant d'offrir à ses membres de nombreux rendez-vous, principalement numériques depuis le début de la crise sanitaire, mais aussi d'une page Facebook, EDF propose également de courtes vidéos pédagogiques en français et en anglais, accessibles aux personnes sourdes et malentendantes, sur des sujets financiers et stratégiques. L'Assemblée générale des actionnaires peut être suivie en direct à distance, puis en replay sur edf.fr, et fait l'objet d'un compte rendu diffusé via une édition spéciale de la lettre actionnaires. Les actionnaires peuvent également contacter la Société grâce à un numéro vert ou une adresse mail dédiés. La diversité de son actionnariat individuel se retrouve dans la composition de son Comité consultatif des actionnaires.

7.4 Marché des titres de la Société

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis le 21 novembre 2005, sous le code ISIN FR 0010242511, le code Reuters (EDF. PA) et le code Bloomberg (EDF : FP).

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis le 21 novembre 2005 jusqu'au 31 décembre 2021 (en base 100 au 21 novembre 2005) :



Le tableau ci-dessous décrit les cours de Bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1er janvier 2021 jusqu'au 31 janvier 2022 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		Cours de clôture (en euros)	
	(en nombre de titres)	*(en euros*)*	**Plus haut**	**Plus bas**
2022				
Janvier 2022	150 652 129	1 843 808 338	13,66	8,14
2021				
Décembre 2021	96 071 267	1 036 980 435	12,95	9,85
Novembre 2021	61 381 874	775 129 238	13,06	12,17
Octobre 2021	66 914 702	847 645 263	13,17	11,54
Septembre 2021	67 273 643	822 007 036	11,37	10,45
Août 2021	38 725 087	429 295 207	11,51	10,49
Juillet 2021	63 130 825	693 670 796	12,11	10,27
Juin 2021	52 969 316	619 255 705	12,06	11,22
Mai 2021	60 151 151	699 525 454	12,16	11,41
Avril 2021	67 034 834	806 291 257	12,41	11,23
Mars 2021	72 191 498	774 157 277	11,44	9,74
Février 2021	50 693 615	526 441 810	10,76	9,91
Janvier 2021	73 294 933	856 143 045	13,51	10,28

**Les transactions en euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour (Source : Euronext).*

Année 2021

Au cours de l'année 2021, l'action EDF a clôturé en baisse de - 19,89 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a clôturé en hausse de + 5,41 %, et le CAC 40 en hausse de + 28,85 %.

Au 31 décembre 2021, le cours de clôture de l'action EDF était de 10,33 euros (12,89 euros au 31 décembre 2020). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2021 a été de 13,51 euros le 8 janvier 2021, et son cours de clôture le plus bas de 9,74 euros le 5 mars 2021.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2021 s'élevait à 33,46 milliards d'euros (contre 39,97 milliards d'euros au 31 décembre 2020).

Année 2022

Depuis le début de l'année 2022, et jusqu'au 31 janvier 2022 inclus, l'action EDF a baissé de - 17,95 %, le CAC 40 a baissé de - 1,58 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a baissé de - 2,55 %.

Au 31 janvier 2022, le cours de clôture de l'action EDF était de 8,49 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2022 jusqu'au 31 janvier 2022 inclus a été de 8,14 euros le 24 janvier 2022, et son cours de clôture le plus haut de 10,66 euros le 4 janvier 2022.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 janvier 2022 atteignait 27,52 milliards d'euros.

7.5 Opérations avec des apparentés

7.5.1 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 2021 figurent dans la note 22 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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 7.5.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementés » du présent document d'enregistrement universel.

7.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021

A l'Assemblée générale des Actionnaires de la société Electricité de France S.A.,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. (« EDF »), 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

En application de l'article L. 225-40 du code de commerce, nous avons été avisés de la convention suivante, conclue au cours de l'exercice écoulé, qui a fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Accord transactionnel conclu par EDF S.A. avec AREVA SA et AREVA NP visant à mettre un terme définitif aux différends relatifs au contrat d'acquisition de FRAMATOME conclu en 2017 et à leurs relations commerciales antérieures à cette acquisition

Personnes concernées : l'Etat français représenté Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'AREVA SA.

Nature, objet et modalités : cet accord transactionnel s'inscrit dans la continuité des opérations d'acquisition par EDF de la société NEW NP (désormais dénommée FRAMATOME), réalisées en fin d'année 2017. Il vient mettre un terme aux différends avec AREVA SA nés dans le cadre :

(i) du 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 et regroupant les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages de combustibles nucléaires et de services à la base installée du groupe EDF, tel que mentionné dans la deuxième partie du présent rapport ;

(ii) des autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession précitée, tels que mentionnés dans la deuxième partie du présent rapport, 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 Mitsubishi Heavy Industries (MHI) auprès d'AREVA SA et d'AREVA NP ;
- 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.

Cet accord transactionnel conclu le 29 juin 2021 met un terme à tout différend connu ou inconnu entre EDF acquéreur et AREVA SA relatifs au contrat d'acquisition de FRAMATOME conclu en 2017 et entre EDF d'une part et AREVA SA au titre des contrats échus, en contrepartie d'une indemnité globale, forfaitaire et définitive de 563 millions d'euros, dont le versement par AREVA SA à EDF a été effectué le 5 octobre 2021.

Enfin, une partie de l'indemnité forfaitaire perçue par EDF a vocation à être reversée aux sociétés suivantes, pour un total de 33 millions d'euros : 23 millions d'euros pour FRAMATOME, et 10 millions d'euros à répartir entre MHI et Assystem à proportion de leur participation dans le capital.

Votre Conseil d'administration réuni le 24 juin 2021 a préalablement autorisé la conclusion de ce protocole, considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de conclure ledit protocole afin de mettre un terme définitif aux différends existant avec AREVA SA et de percevoir à titre principal une indemnité forfaitaire et définitive de 563 millions d'euros dès 2021, indépendamment de l'issue des contentieux et arbitrages engagés.

Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale

Conventions approuvées au cours d'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 d'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 par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, 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.

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 57 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021 ;
- 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 2021.

2. Contrat de cession entre EDF, AREVA SA et AREVA NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital de New NP (désormais dénommé 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 dénommé FRAMATOME)

Personnes concernées : l'Etat français représenté Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'AREVA SA.

Nature, objet et modalités : comme mentionné dans la première partie du présent rapport, 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 (desormais 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 auprés 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.

Au cours de l'exercice 2021, EDF a perçu le 29 novembre 2021 un montant de 14,5 millions d'euros dans le cadre des dispositions prévues au contrat de cession décrit au (i) ci-dessus. Par ailleurs, en application des contrats décrits au (ii) ci-dessus, EDF a rétrocédé une partie de cette somme, soit 2,8 millions d'euros à MHI et 0,7 million d'euros à ASSYSTEM, en fonction de leurs pourcentages de participation respectifs au capital de FRAMATOME.

Conventions autorisées au cours des exercices antérieurs et non approuvées par l'assemblée générale

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes qui figuraient dans nos rapports spéciaux sur les conventions et engagements réglementés relatifs aux exercices 2016 à 2020 et qui n'ont pas été approuvées par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

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'Electricité - CTE, maison-mère de RTE

Personnes concernées : l'Etat français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, 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 2021.

2. Convention conclue entre l'Etat français, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société CTE relative à la gouvernance de CTE et de RTE

Personnes concernées : l'Etat français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, 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'Etat français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'Etat de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Paris La Défense, le 15 mars 2022,

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.		Deloitte & Associés	
Marie Guillemot	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

7.5.3 Procédure sur les conventions courantes

Le Conseil d'administration du 13 février 2020 a approuvé une procédure interne s'inscrivant dans la recommandation AMF et visant notamment à mettre en place conformément à l'article L. 22-10-12 du Code de commerce une procédure permettant d'évaluer régulièrement les conventions dites libres (c'est-à-dire les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales).

Compte tenu du nombre de conventions courantes et conclues à des conditions normales susceptibles d'être conclues par EDF, la procédure :

- établit une liste de conventions courantes « par nature », non soumises à évaluation ; cette catégorie inclut les conventions conclues de manière habituelle dans le cadre de l'activité d'EDF et une liste de conventions intra-groupe ;
- définit celles des conventions courantes et conclues à des conditions normales devant faire l'objet de l'évaluation annuelle du Conseil ; cette catégorie inclut les conventions jugées suffisamment significatives pour au moins une des parties au contrat ; elle comprend notamment les conventions ayant fait l'objet d'une décision du Comité des engagements du Comité exécutif du Groupe (CECEG), et les conventions conclues avec l'État ou une entreprise publique.

L'évaluation est soumise annuellement au Conseil d'administration et aura lieu lors du Conseil d'arrêté des comptes annuels, concomitamment à l'examen des conventions réglementées conclues au cours de l'exercice écoulé ou des conventions conclues et autorisées au cours d'exercices antérieurs et dont l'exécution s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

7.6 Contrats importants

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans les rapports spéciaux des Commissaires aux comptes reproduits à la section 7.5.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées » du présent document d'enregistrement universel, à la section 7.5.2 du document de référence 2020 et à la section 7.5.2 du document de référence 2019.

À l'exception de contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 et 5 du présent document d'enregistrement universel ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, dans les chapitres 1 et 5 des documents de référence 2019 et 2020 ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019 et 2020, et notamment les contrats présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux années précédant la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, du document de référence 2019 et du document de référence 2020, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires.

7.6.1 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)

7.6.2 Contrats importants conclus en 2020

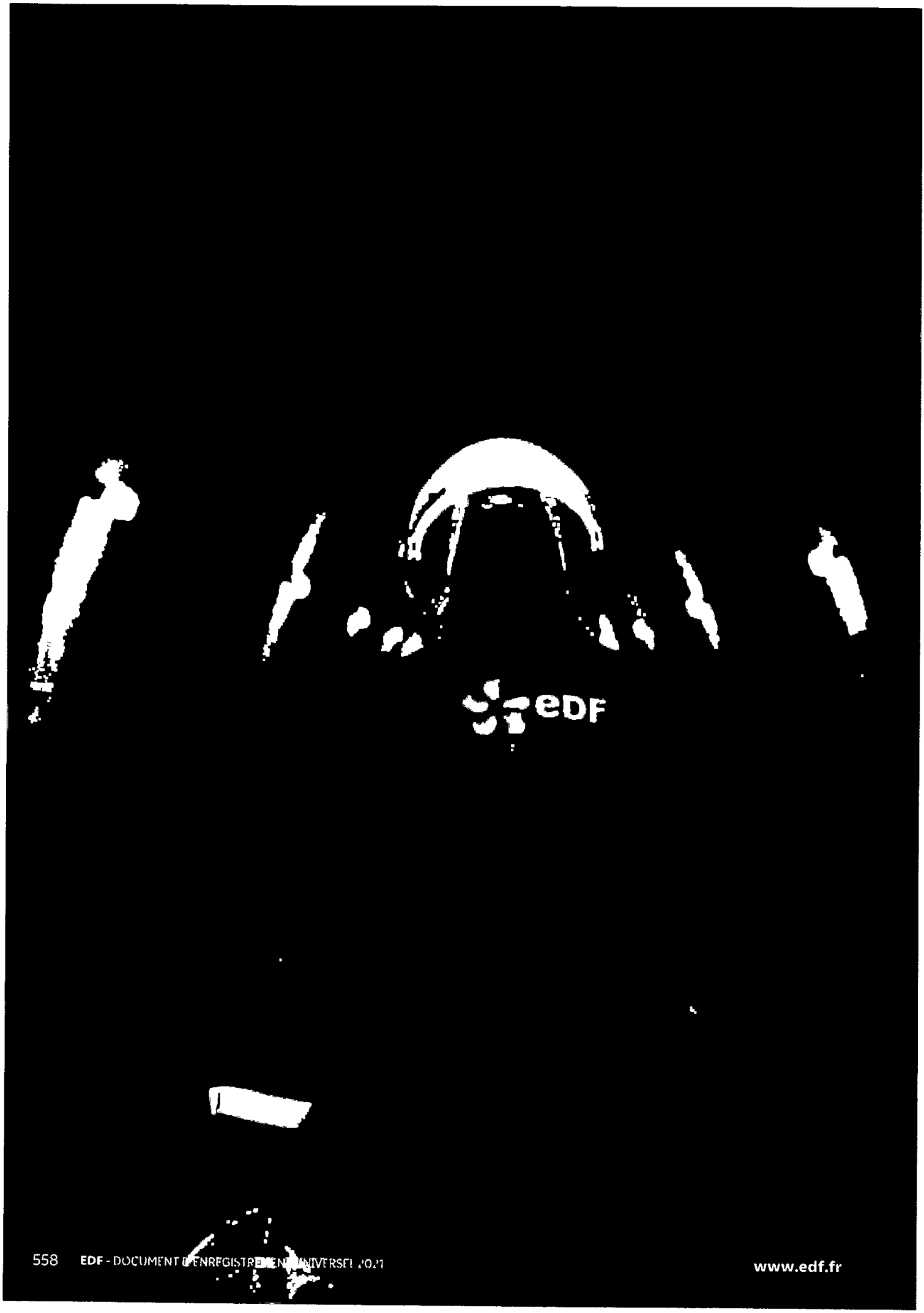
Les contrats importants conclus en 2020, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat d'acquisition de la société Pod Point spécialisée dans les bornes de recharges électriques au UK par EDF Energy (13 février 2020) ;
- contrat de cession de la branche E&P d'Edison signée avec Energean Oil and Gas (hors Algérie et Norvège) (17 décembre 2020).

7.6.3 Contrats importants conclus en 2019

Les contrats importants conclus en 2019, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- en Suisse, EDF a cédé sa participation de 25,04 % dans l'énergéticien suisse Alpiq (mai 2019) ;
- en France, signature d'un protocole d'indemnisation par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim (septembre 2019) ;
- en Italie, Edison a signé un protocole engageant pour céder à Energean Oil and Gas ses actifs d'exploration et de production de gaz (juillet 2019).


EDF

8 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

8.1 PERSONNE RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL ET ATTESTATION **560**

8.1.1 Responsable du document d'enregistrement universel 560

8.1.2 Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2021 contenant le rapport financier annuel 560

8.2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES - COMMISSAIRES AUX COMPTES **560**

8.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC - LEI ET CALENDRIER DE COMMUNICATION FINANCIÈRE **560**

8.4 TABLES DE CONCORDANCE **561**

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 2019/980 561

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 563

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise 565

8.4.4 Table de concordance avec la dèclaration de performance extra-financière 566

8.4.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel 567

GLOSSAIRE **568**

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation

8.1.1 Responsable du document d'enregistrement universel

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2021 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.

Jean-Bernard Lévy,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

6, Place de la Pyramide, 92908 Paris – la Défense Cedex, représenté par Damien Leurent et Christophe Patrier.

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris – La Défense Cedex, représenté par Marie Guillemot et Michel Piette.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été initialement nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 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 2010.

Leurs mandats ont été renouvelés par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 jusqu'à l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016 puis de nouveau par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022. 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 et Calendrier de communication financière

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur 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 et 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 à l'adresse suivante : www.eglew.edf.fr

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 225-73-1 du Code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.

La Société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels et semestriels et avant l'annonce des résultats trimestriels (*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 2020 du groupe EDF (URD 2020) déposé auprès de l'AMF le 15 mars 2021 référence D-21-0121 et le document d'enregistrement universel 2019 du groupe EDF (URD 2019) déposé auprès de l'AMF le 13 mars 2020 référence D-20-0128 disponibles sur www.edf.fr ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2020 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 296 à 418) et 6.2 (pages 419 à 422) de l'URD 2020 ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2019 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 278 à 393) et 6.2 (pages 394 à 398) de l'URD 2019 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, figurant au chapitre 5 (pages 266 à 293) de l'URD 2020;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, figurant au chapitre 5 (pages 244 à 275) de l'URD 2019 ;

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 de l'URD :

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections du document de l'URD 2021
1. Personnes responsables, information provenant de tiers, rapport d'experts et approbation de l'autorité compétente	
1.1. Identité des personnes responsables	8.1
1.2. Déclaration des personnes responsables	8.1
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 1
2. Contrôleurs légaux des comptes	
2.1. Identité des contrôleurs légaux	Section 8.2
2.2. Changement éventuel	n/a
3. Facteurs de risque	**Section 2.2**
4. Information concernant l'émetteur	
4.1. Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	Section 7.1.1
4.2. Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	Sections 7.1.2et 8.3
4.3. Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	Section 7.1.3
4.4. Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	Sectiosn 7.1.1 et 7.1.4
5. Aperçu des activités	
5.1. Principales activités	
5.1.1. Nature des opérations	Section 1.4
5.1.2. Nouveaux produits et services importants	n/a
5.2. Principaux marchés	Section 1.4
5.3. Événements importants	Sections 5.1.2 et 5.1.3
5.4. Stratégie et objectifs	Sections 1.3 et 5.4
5.5. Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences, contrats et procédés de fabrication	Sections 1.5 et 2.1
5.6. Déclaration sur la position concurrentielle	Section 1.4.2.1
5.7. Investissements	
5.7.1. Investissements importants réalisés	Chiffres clés et 5.1.5.1.1.3
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	Sections 1.3.1et 5.1.3.5
5.7.3. Coentreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	Section 4.5.1 et Section 6.1– Annexe aux comptes consolidés – Note 12
5.7.4. Questions environnementales	chapitre 3
6. Structure organisationnelle	
6.1. Description sommaire du Groupe	Sections 1.2.1 et 1.2.2
6.2. Liste des filiales importantes	Section 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	Sections 5 et 6 Sections 3 et 8.4.4
7.1.2. Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	Section 1.5
7.2. Résultats d'exploitation	Section 6.1
7.2.1. Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	Sections 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	Section 5.1.4
8. Trésorerie et capitaux	
8.1. Information sur les capitaux	Sections 7.2 et 7.3
8.2. Flux de trésorerie	Section 6.1– Annexe aux comptes consolidés – Notes 10.4, 10.7 et 13.1
8.3. Besoins de financement et structure de financement	

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections du document de l'URD 2021
	Section 6.1– Annexe aux comptes consolidés – 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	Sections 1.4, 1.3
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	Sections 5.2, 5.4 et 6.6.2
10.2. Événement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	Section 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	Sections 5.1.2 et 5.1.3
11.3. Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité des méthodes comptables	Section 6.1– Annexe aux comptes consolidés – Notes 1.4
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	
12.1. Informations concernant les membres	
Nom, adresse professionnelle et fonction	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	Section 4.4
Expertise et expérience	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Déclaration de non-condamnation	Section 4.4.2
12.2. Conflits d'intérêts	Section 4.4.1
13. Rémunération et avantages	
13.1. Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 et 4.6.2
13.2. Provisions pour pensions et retraites	Section 4.6.1.1.3
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	
14.1. Date d'expiration des mandats	Section 4.2.2.1
14.2. Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur	Section 4.4.3
14.3. Informations sur les Comités d'audit et le Comité de rémunération	Section 4.2.3
14.4. Déclaration de conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	Section 4.1
14.5. Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	Section 4.2.2
15. Salariés	
15.1. Nombre de salariés	Section 3.4.2.1.1
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	Section 7.3.8
16.2. Existence de droits de vote différents	Section 7.2.4
16.3. Contrôle direct ou indirect	Section 7.3
16.4. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	Section 7.3.9
17. Transactions avec des parties liées	**Section 7.5**
18. Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultats 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	Section 6.1
18.1.2. Changement de date de référence comptable	n/a
18.1.3. Normes comptables	Section 6.1
18.1.4. Changement de référentiel comptable	n/a
18.1.5. Informations financières en normes comptables françaises	Section 6.1
18.1.6. États financiers consolidés	Section 6.1
18.1.7. Date des dernières informations financières	n/a
18.2. Informations financières intermédiaires et autres	
18.2.1. Informations financières trimestrielles ou semestrielles	n/a

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections du document de l'URD 2021
18.3. Audit des informations financières annuelles historiques	
18.3.1. Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	Section 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 de distribution de dividendes	
18.5.1. Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable	Section 6.5
18.5.2. Montant du dividende par action	Section 6.5.1
18.6. Procédures administratives, judiciaires et d'arbitrage	Sections 2.2.1 ; 7.1.5 et 6.1 - Annexe aux comptes consolidés - Notes 5 et 17.3
18.7. Changement significatif de la situation financière	Section 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	Sections 7.3.1, 7.3.3 et 6.1– Annexe aux comptes consolidés – Note 14
19.1.2. Informations relatives aux actions non représentatives du capital	Section 7.3.5
19.1.3. Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	Sections 7.3.1 et 7.3.2
19.1.4. Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	n/a
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	Sections 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	Section 7.3.6
19.1.7. Historique du capital social	Section 7.3.1
19.2. Acte constitutif et statuts	
19.2.1. Registre et objet social	Sections 7.1.2 et 7.2.1
19.2.2. Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions	Section 7.2.4
19.2.3. Disposition ayant pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	Section 7.2.9
20. Contrats importants	**Section 7.6**
21. Documents disponibles	**Section 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 2021 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 225-100-1 et suivants et à l'article L. 22-10-35 du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Chapitre du document d'enregistrement universel
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, II., L. 233-6 et L. 233-26 du Code de commerce	Chapitre 5
1.2. Indicateurs clés de performance de nature financière	L. 225-100-1, I., 2° du Code de commerce	Chiffres clés et chapitre 5
1.3. Indicateurs clefs 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	Chapitre 3 et table de concordance section 8.4.4
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	Sections 5.1.2, 5.2 et 5.1.3
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	Sections 7.3. et 7.2.4
1.6. Succursales existantes	L. 232-1, II du Code de commerce	Section 6.6.4
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	Section 5.1.3 et de l'annexe aux comptes consolidés
1.8. Aliénations des participations croisées	L. 233-29, L. 233-30 et R. 233-19 du Code de commerce	NA
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	Section 5.4

Élément requis	Texte de référence	Chapitre du document d'enregistrement universel
1.10. Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	Section 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	Section 6.6.1
1.12. Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	D. 441-4 du Code de commerce	Section 6.6.3
1.13. Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration du commissaire au compte	L. 511-6 et R. 511-2-1-3 du Code monétaire et financier	n/a
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	Section 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	Section 2.2.3 Section 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	Section 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	Section 5.1.6
2.5. Dispositions anti-corruption	Loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite « Sapin 2 »	Section 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	Section 3.6
3. Rapport sur le Gouvernement d'entreprise		**Voir la table de concordance section 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	Section 7.3
4.2. Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du Code de commerce	Section 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 1er du Code de commerce	Section 3.5.1.1 Section 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 4.5.2
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 section 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**	**Sections de l'URD**
Information sur les rémunérations		
3.1. Politique de rémunération des mandataires sociaux	L. 22-10-8, I., alinéa 2 du Code de commerce	Section 4.6.1
3.2. Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	L. 22-10-9, I., 1° du Code de commerce	Sections 4.6.1 et 4.6.2
3.3. Proportion relative de la rémunération fixe et variable	L. 22-10-9, I., 2° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.4. Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	L. 22-10-9, I., 3° du Code de commerce	Section 4.6.1.1
3.5. Engagements de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux, correspondant à des éléments de rémunération, des indemnités ou des avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise, de la cessation ou du changement de leurs fonctions ou postérieurement à l'exercice de celles-ci	L. 22-10-9, I., 4° du Code de commerce	Section 4.6.1.1
3.6. Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	L. 22-10-9, I., 5° du Code de commerce	Section 4.6.2.3
3.7. Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	L. 22-10-9, I., 6° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.8. Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	L. 22-10-9, I., 7° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.9. Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	L. 22-10-9, I., 8° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.10. Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée générale ordinaire prévu au II de l'article L. 225-100 (jusqu'au 31 décembre 2020) puis au I de l'article L. 22-10-34 (à partir du 1er janvier 2021) du Code de commerce	L. 22-10-9, I., 9° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.11. Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	L. 22-10-9, I., 10° du Code de commerce	n/a
3.12. Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du Code de commerce (suspension du versement de la rémunération des administrateurs en cas de non-respect de la mixité du Conseil d'administration)	L. 22-10-9, I., 11° du Code de commerce	n/a
3.13. Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	L. 225-185 du Code de commerce	n/a
3.14. Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du Code de commerce	Section 4.6.4
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	Sections 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	Section 7.5 Notes 12 et 22 de l'annexe aux comptes consolidés
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	Section 7.3.3
3.18. Modalités d'exercice de la Direction Générale	L. 225-37-4, 4° du Code de commerce	Sections 4.2.2 et 4.3.1
3.19. Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	L. 22-10-10, 1° du Code de commerce	Section 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	Section 3.3.3.1
3.21. Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	L. 22-10-10, 3° du Code de commerce	Sections 4.2.2 et 7.2.9
3.22. Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe *comply or explain*	L. 22-10-10, 4° du Code de commerce	Section 4.1
3.23. Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 22-10-10, 5° du Code de commerce	Section 7.2.8
3.24. Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	L. 22-10-10, 6 °du Code de commerce	Section 7.5.3
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	Sections 7.2 et 7.3

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 2021 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	Sections de l'URD
5.1.	Modèle d'affaires (ou modèle commercial)	L. 233-13 du Code de commerce	Sections 1.1 et 1.4
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° du Code de commerce	Chapitre 3 et section 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° du Code de commerce	Chapitre 3
5.4.	Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés de performance Sujets RSE à enjeux issus de la matrice de matérialité	L. 225-102-1 et R. 225-105, I. 3° du Code de commerce Indicateurs clés de performance	Chapitre 3
	Trajectoire carbone ambitieuse	Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité	Section 3.1.1
	Solutions de compensation carbone	Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone	Section 3.1.1.5
	Adaptation au changement climatique	Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique	Section 3.1.3
	Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants	Section 3.1.4
	Biodiversité	Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif act4nature international	Section 3.2.1
	Gestion responsable du foncier	Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier	Section 3.2.2
	Gestion intégrée et durable de l'eau	Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc	Section 3.2.3
	Déchets et économie circulaire	Taux annuels de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Section 3.2.4
	Santé et sécurité de tous	LTIR Global	Section 3.3.1
	Éthique, conformité et droits humains	Taux de cadres dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption	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 auprés 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	Section 3.4.2
	Développement responsable des filières industrielles	Taux de réalisation des actions de sout en 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 Inst tut du Numérique Responsable (INR)	Section 3.4.4
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	Sections 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	Sections 3.1.3, 3.2.1 et 3.3.1

	Rubriques	Texte de référence	Sections de l'URD
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	Section 3.4.2
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	Section 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	Sections 3.9 et 3.3.2
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	Sections 2.1.2.6 eet 3.5.2.5
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	Section 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	Section 3.8.4
	Éligibilité et alignement des activités du Groupe à la Taxonomie Européenne		Section 3.8.3

✓*Indicateur 2021 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA.*

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 2021 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 document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document d'enregistrement universel
1. Comptes annuels d'EDF	Section 6.3
2. Comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.1
3. Rapport de gestion (informations minimales au sens de l'article 222-3 du règlement général de l'AMF)	Section 8.4.2
4. Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	Section 8.1.2
5. Rapports des contrôleurs légaux des comptes sur les comptes sociaux et les comptes consolidés	Sections 6.2 et 6.4

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 suite à 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 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 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 la plus récente 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 de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors 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	Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère environ 11 grammes de déchets, toutes catégories confondues. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi 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 % de la quantité totale, 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 d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, AREVA NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée (*European Pressurized water Reactor*). 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_2O), 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 ou panneaux solaires 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 1er 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 *microgrids*, ou micro-réseaux, 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 (34 tranches 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 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 CO_2, CH_4 et N_2O 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 (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*).
Smart city	La *smart city* ou ville intelligente est un nouveau concept de développement urbain. Il s'agit d'améliorer la qualité de vie des citadins 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 – a vélo, à pied, etc.) ; les e-services et e-administrations.
Smart charging	*Smart charging* (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 (*Small Modular Reactors*), petits réacteurs modulables 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'Energie 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	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 % ; • uranium 234. 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 risque décrits au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre 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 5.4 « Perspectives », 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 à la section 2 « Facteurs de risques et cadre 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 : Aménagements hydrauliques, EDH Durance Verdon - © EDF
Chapitre 1 : Carrière Hydreos du Bugey, Ain - © Cindy Dias
Chapitre 2 : Technicienne en travaux avec un collègue dans le poste transformateur
centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine, Marne - © Cédric Perrin / Agence Signatures
Chapitre 3 : Parc éolien offshore de Dieppe - EDF Energies Nouvelles - Ltd - © Bruno Lehuraux / Chapman Taylor pour EDF
Chapitre 4 : EDF R&D Lab Paris-Saclay, Palaiseau - © Daniel Ashen / Sipa
Chapitre 5 : Atelier de Port de Cap Ampsin - © Olivier Franck / EDF
Chapitre 6 : Barrage de Migouelou, EDH Adour et Gaves, Pyrénées - © Olivier Franck / EDF
Chapitre 7 : Opérateur effectuant la maintenance de matériels électriques - © Cindy Dias - Studio Cindy
Chapitre 8 : Technicien dans la galerie technique souterraine de Montbrun, Tarn-et-Garonne - © Cédric Jean-Marie

Ce document est imprimé en France sur un papier certifié PEFC, issu de ressources forestières gérées durablement.

Conception & réalisation : LABRADOR - labrador.com

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT 2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

LA RAISON D'ÊTRE D'EDF

Sommaire

1 LE GROUPE, SA STRATÉGIE ET SES ACTIVITÉS 5

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires * 6
1.2 Présentation du Groupe 10
1.3 Stratégie et objectifs du Groupe * 16
1.4 Description des activités du Groupe 20
1.5 Recherche et développement, brevets et licences * 88

2 FACTEURS DE RISQUES ET CADRES DE MAÎTRISE * 93

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités 94
2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 102

3 PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE * 129

Enjeux et engagements de responsabilité sociétale 130
3.1 Neutralité carbone et climat 134
3.2 Préservation des ressources de la planète 158
3.3 Bien-être et solidarités 177
3.4 Développement responsable 206
3.5 Gouvernance de la RSE 226
3.6 Méthodologie 233
3.7 Notation extra-financière 234
3.8 Annexes et rapport de l'Organisme Tiers Indépendant 235
3.9 Plan de vigilance 250

4 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE * 265

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 266
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 267
4.3 Direction Générale 292
4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 294
4.5 Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 295
4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux - Politique de rémunération 295

5 PERFORMANCE FINANCIÈRE ET PERSPECTIVES * 301

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2021 302
5.2 Événements postérieurs à la clôture 325
5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes 325
5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2022 326
5.5 Perspectives 327

6 ÉTATS FINANCIERS * 331

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2021 332
6.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 453
6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021 457
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 517
6.5 Politique de distribution de dividendes 520
6.6 Autres informations 521
6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF 523
6.8 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales (Social Bonds) émises par EDF 531

7 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL 537

7.1 Informations générales concernant la Société 538
7.2 Actes constitutifs et statuts 540
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat * 543
7.4 Marché des titres de la Société 551
7.5 Opérations avec des apparentés * 552
7.6 Contrats importants 556

8 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 559

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation * 560
8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes 560
8.3 Documents accessibles au public - LEI et Calendrier de communication financière 560
8.4 Tables de concordance 561
Glossaire 568

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

Document d'enregistrement universel 2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

DEVENONS L'ÉNERGIE QUI CHANGE TOUT.

AMF

Ce document d'enregistrement universel (URD) a été déposé le 17 mars 2022 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 2021 sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris Cedex 08) et sur son site internet (**http:// www.edf.com**) ainsi que sur le site de l'AMF (**http://www.amf-france.org**).

Ce document est une reproduction de la version officielle du document d'enregistrement universel intégrant le rapport financier annuel 2021 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

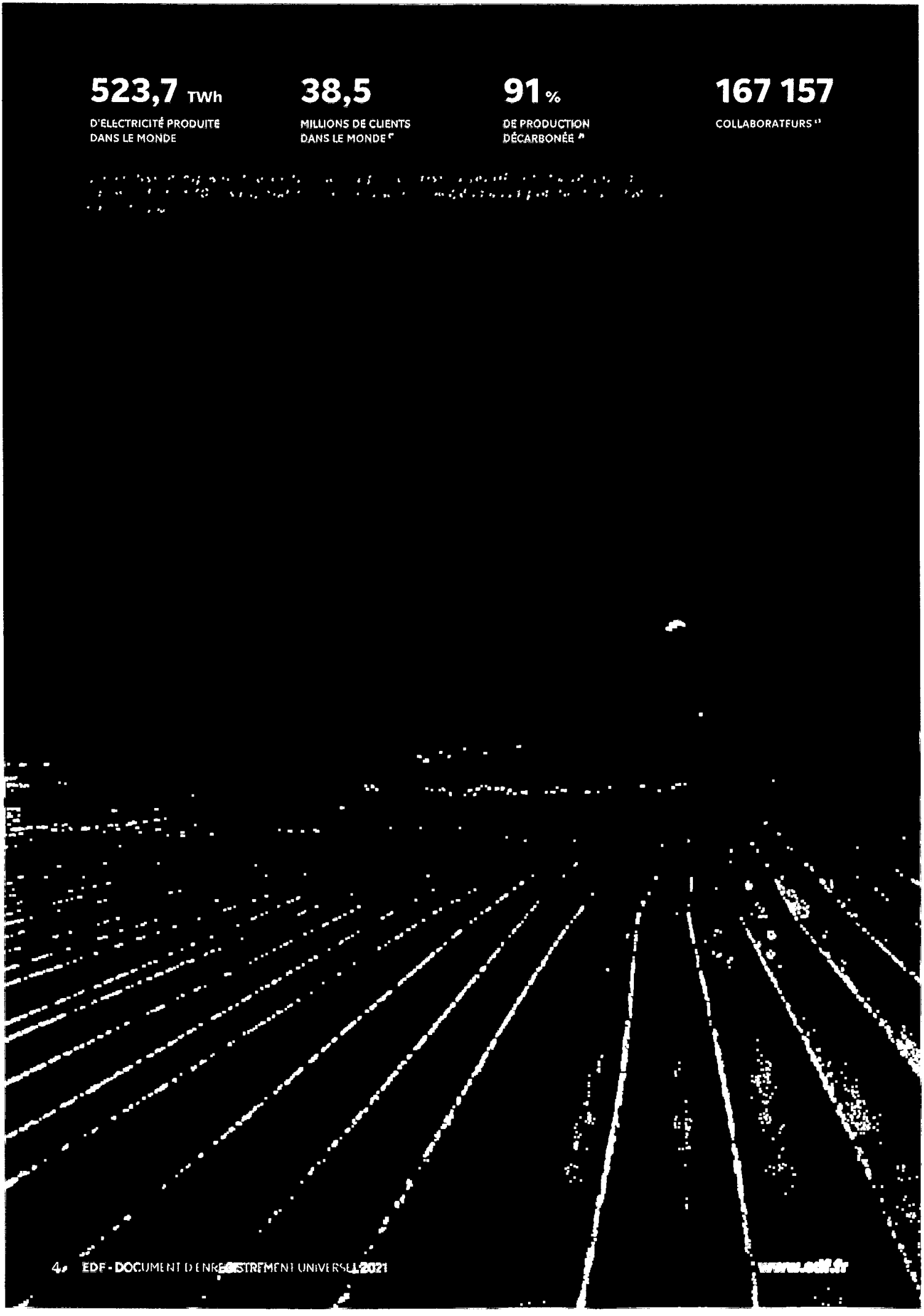
Ce document doit être lu avec les précautions de lecture qui figurent à la dernière page du présent document [accessible en cliquant ici].

523,7 TWh
D'ÉLECTRICITÉ PRODUITE DANS LE MONDE

38,5
MILLIONS DE CLIENTS DANS LE MONDE [1]

91 %
DE PRODUCTION DÉCARBONÉE [2]

167 157
COLLABORATEURS [3]



1 LE GROUPE, SA STRATÉGIE ET SES ACTIVITÉS

1.1 CHIFFRES CLÉS ET MODÈLE D'AFFAIRES 6

1.2 PRÉSENTATION DU GROUPE 10

1.2.1 Organisation du Groupe 10
1.2.2 Histoire du Groupe 12
1.2.3 Faits marquants et chiffres clés 14

1.3 STRATÉGIE ET OBJECTIFS DU GROUPE 16

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 16
1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030 16

1.4 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE 20

1.4.1 Activités de production d'électricité 20
1.4.2 Activités de commercialisation en France 48
1.4.3 Activités d'optimisation en France 52
1.4.4 Activités régulées, de transport et de distribution en France 53
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 61
1.4.6 Les services énergétiques et autres activités 83

1.5 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES 88

1.5.1 Les programmes de la R&D 88
1.5.2 Politique de propriété intellectuelle 91

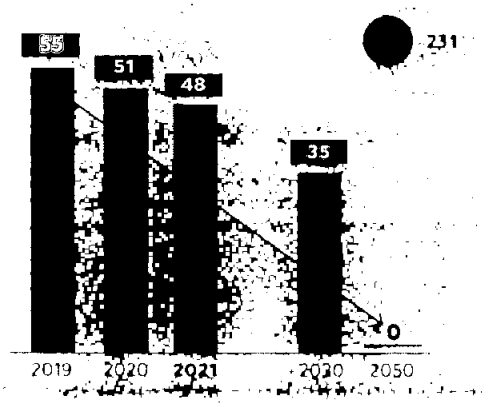
1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires

La trajectoire carbone d'EDF

Trajectoire d'intensité carbone

En gCO2/kWh

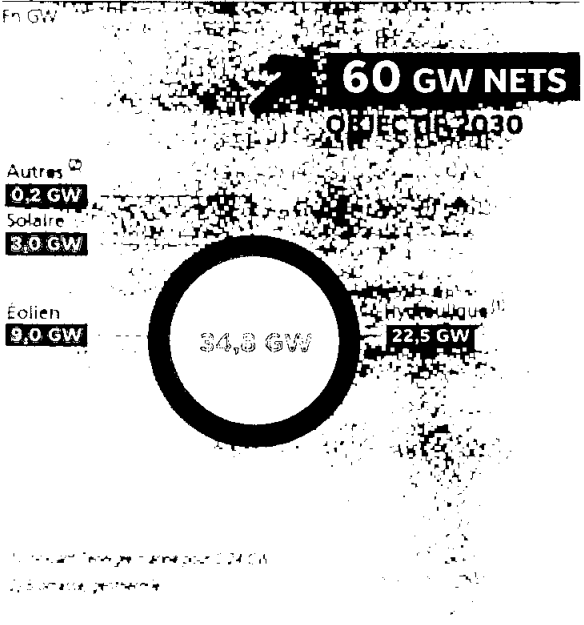
En constante baisse et environ cinq fois plus basse que la moyenne européenne.



EDF, leader européen du renouvelable

Capacité renouvelable nette installée par filière 2021

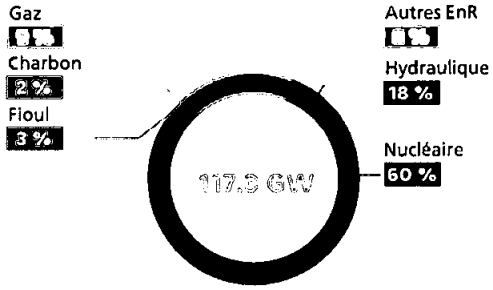
En GW



Chiffres clés 2021*

Capacités installées (1)

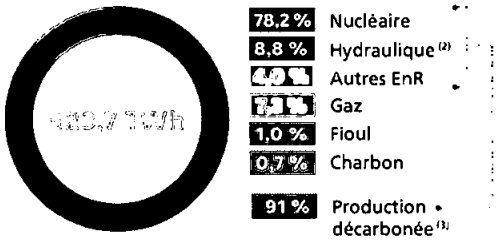
En GW



(1) Correspond aux données consolidées

Production d'électricité (1)

En TWh



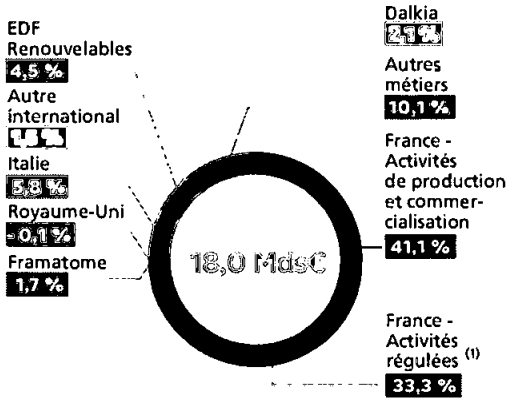
(1) Production des entités consolidées par intégration globale

(2) Production hydraulique pompage et énergie marine comprises

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

* Les perspectives financières du Groupe figurent en section 5.5

Répartition de l'EBITDA

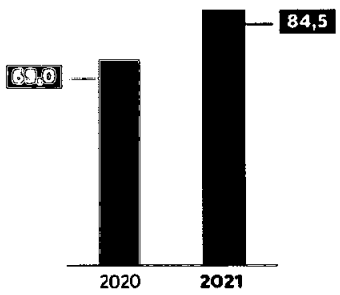


EBITDA 2020 : 16,2 Mds€

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

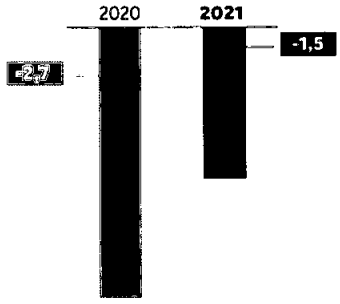
Chiffre d'affaires

En Mds€

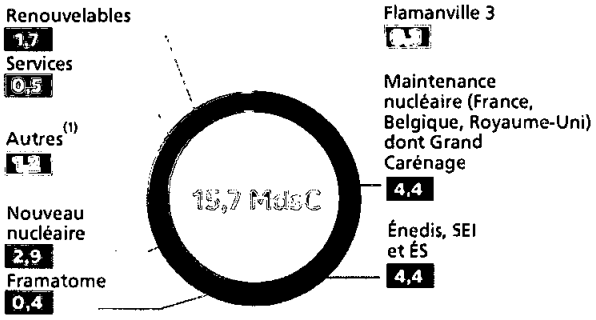


Cash-flow

En Mds€



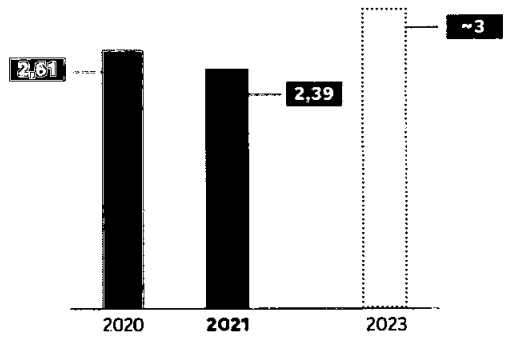
Investissements nets hors plan de cessions



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

NB : les valeurs sont arrondies.

Ratio d'endettement financier net/EBITDA



L'endettement financier net s'élève à 43,0 Mds€ à fin 2021 (42,3 Mds€ à fin 2020).

ATOUTS ET RESSOURCES

Une proximité Clients

- **32,5** millions de clients électricité
- **6,0** millions de clients gaz
- Des marques de 1er plan : EDF, Edison, Luminus, Dalkia
- **74,3** millions de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation

Une ambition humaine

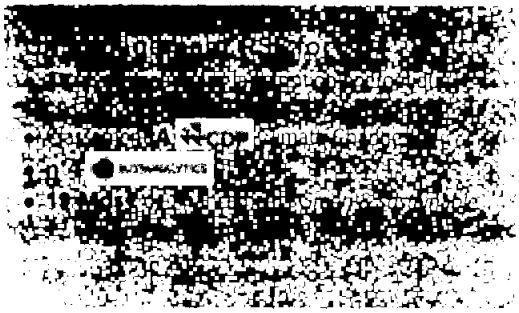
- **167 157** collaborateurs
- **79 %** des salariés ont bénéficié d'une action de développement des compétences dans l'année

Un écosystème ambitieux d'innovation

- Une nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse créée en 2021
- Près de **2 263** collaborateurs R&D
- Un budget R&D consolidé de **661 M€** en 2021
- **756** innovations brevetées à fin 2021 par la R&D (EDF & Enedis)

Des actifs industriels majeurs

- **117,3 GW** de capacités de production d'électricité
- Une filière nucléaire intégrée
- La technologie EPR
- Un portefeuille de près de **76 GW** bruts de projets éoliens et solaires
- **1,4** million de km de réseau de distribution
- **34** millions de compteurs intelligents installés
- **+ de 330** réseaux urbains de chaleur et de froid gérés par Dalkia



MODÈLE D'ACTIVITÉ

La raison d'être d'EDF

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

CAP 2030

Trois axes stratégiques
pour décarboner nos sociétés
en France, en Europe et dans le monde :

Créateur de services et solutions pour accompagner les clients et territoires vers la neutralité carbone
- >15 $MtCO_2$ d'émissions évitées
- 10 Mds € CA services
- >1,5 contrat/client

Leader mondial de la production d'électricité neutre en CO_2
- ↘ 50 % émissions CO_2 eq vs. 2017
- 60 GW nets soit ×2 capacité FNR et hydraulique vs. 2015
- Engager de nouveaux EPR et 1 SMR

Acteur international de la transition énergétique
- Zéro charbon
- 1,5 - 2 GW nets de capacités installées hydrauliques
- 1 million kits off grid

Soutenus par une impulsion de transformation, d'innovation, d'ambition humaine et des engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise et **la mise en œuvre de 4 plans** :

LEPLANSOLAIRE · LE PLAN stockage électrique · LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE · LE PLAN excell excellence nucléaire

Périmètre : (1) Activités du pôle Clients Services et Territoires (2) France et Italie Réseaux régulés (3) Europe (4) Pays principaux en Europe (France, Italie, Royaume-Uni et Belgique).

La déclinaison des enjeux RSE en 16 engagements

- Trajectoire carbone ambitieuse
- Solutions de compensation 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 et économie circulaire
- Santé et sécurité 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 2021

Pour le climat et l'environnement

- Une ambition de contribuer à la **neutralité carbone** à l'horizon 2050
- Une production d'électricité de **523,7 TWh** à **91%** décarbonée[7] avec émission de **48 gCO$_2$/kWh**[7]
- EDF, acteur du partage de l'eau[7] : intensité eau de **0,82 l/kWh**[7]
- Un engagement pour la biodiversité

SCIENCE BASED TARGETS — act4nature

BUSINESS AMBITION FOR 1.5°C

Chiffre d'affaires
84,5 Mds€

EBITDA
18,0 Mds€

Résultat net courant
4,7 Mds€

Un partage de la valeur ajoutée avec nos parties prenantes

Pour les clients

- Haut niveau de satisfaction Clients
- Plus de **642 000** actions de conseil auprès des clients dans le cadre de l'Accompagnement Énergie[4]

Pour les partenaires et territoires

- Les PME représentent entre **22** et **26 %** des achats d'EDF et d'Enedis
- **1** emploi direct d'EDF SA en génère **4,4** sur le territoire national[7]
- **100 %** des projets font l'objet d'une concertation[7]

Pour les salariés

- Un indice d'engagement salariés de **69 %**[7]
- **29,8 %** de femmes dans les CoDir[4]
- Un ratio d'équité – salaire moyen[7] de **6,6**

Fournisseurs
Achats[10]
52,9 Mds€
Accord mondial RSE groupe EDF

État et territoires
Impôts et taxes[11]
4,7 Mds€

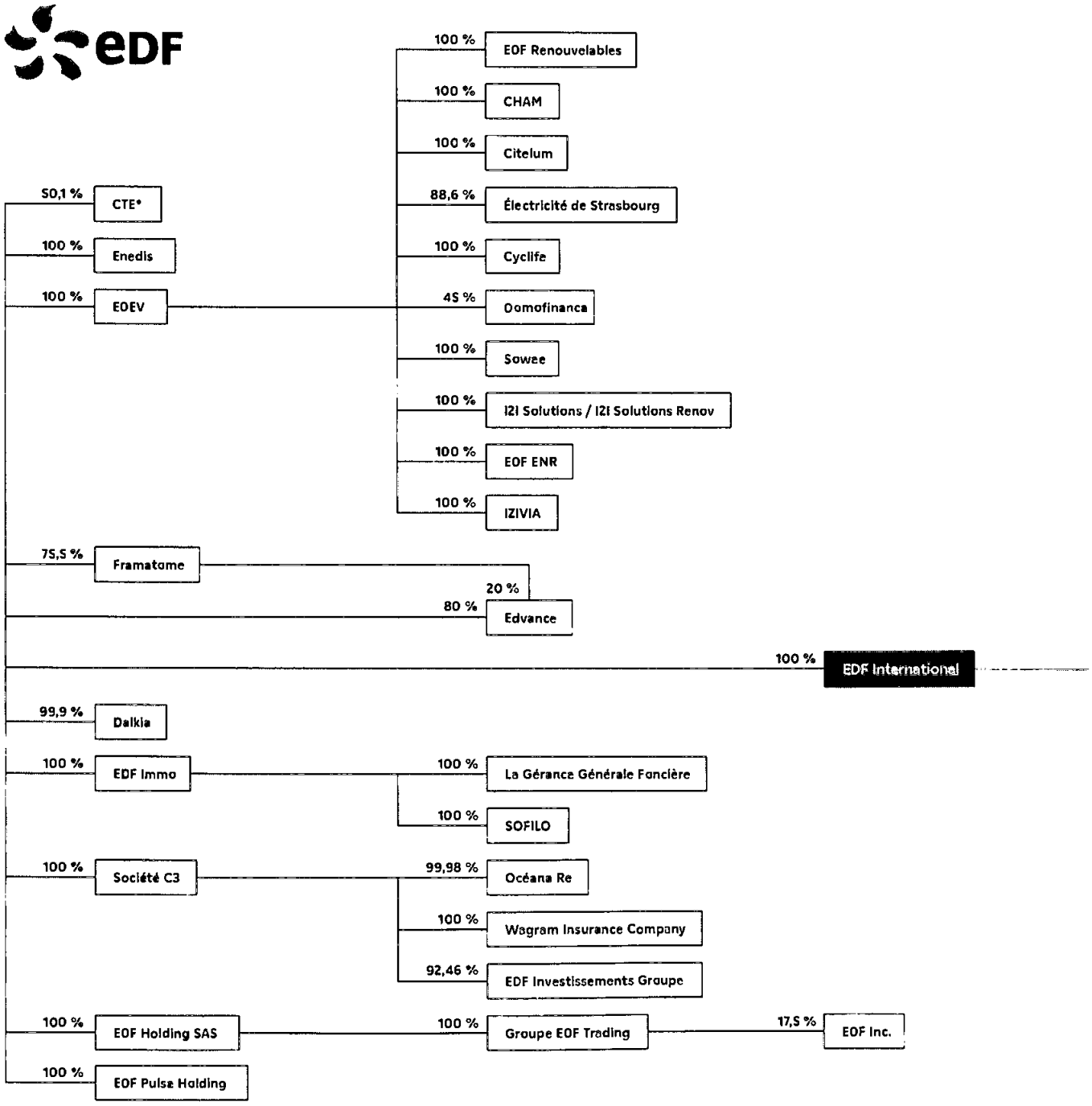
Collaborateurs
Rémunération[12]
14,5 Mds€

Dividendes Actionnaires
Taux de distribution cible[13]
45 % - 50 %

1.2 Présentation du Groupe

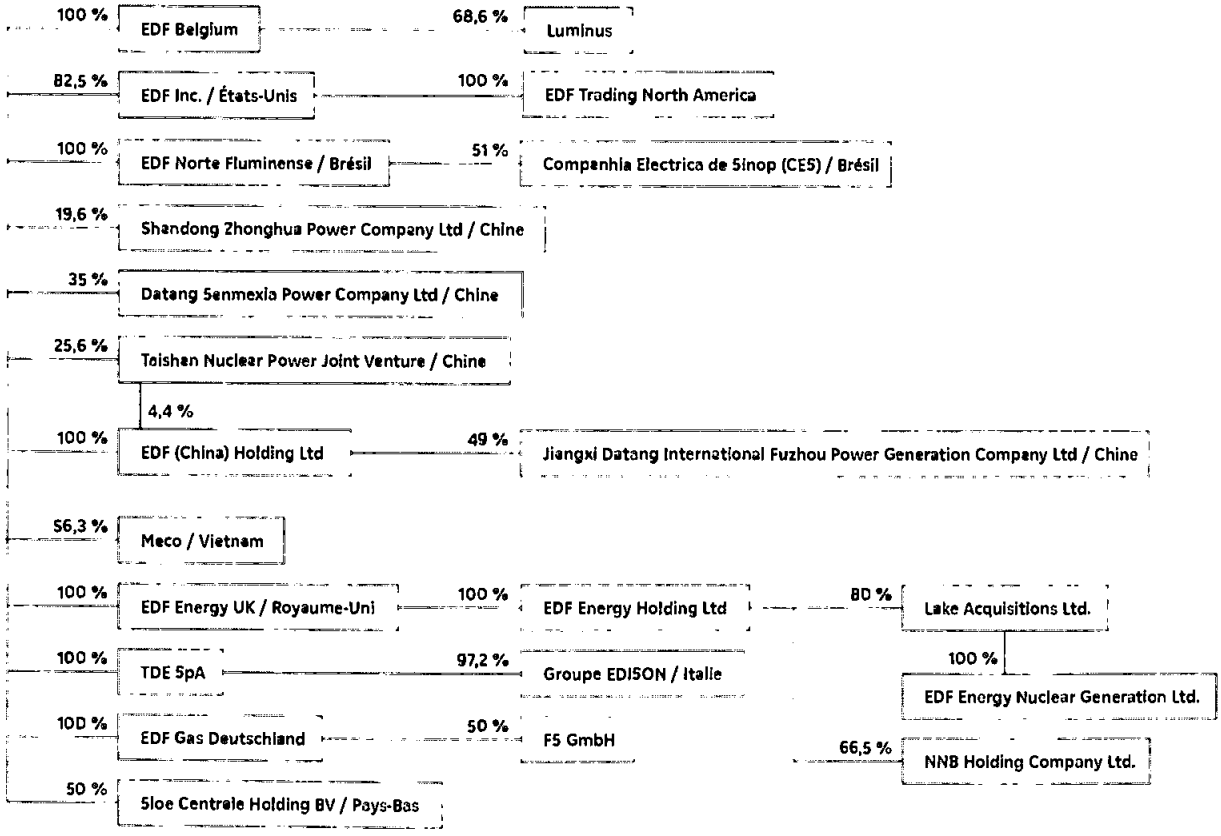
1.2.1 Organisation du Groupe

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2021 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 2021. Les évolutions du périmètre 2021 sont commentées en note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

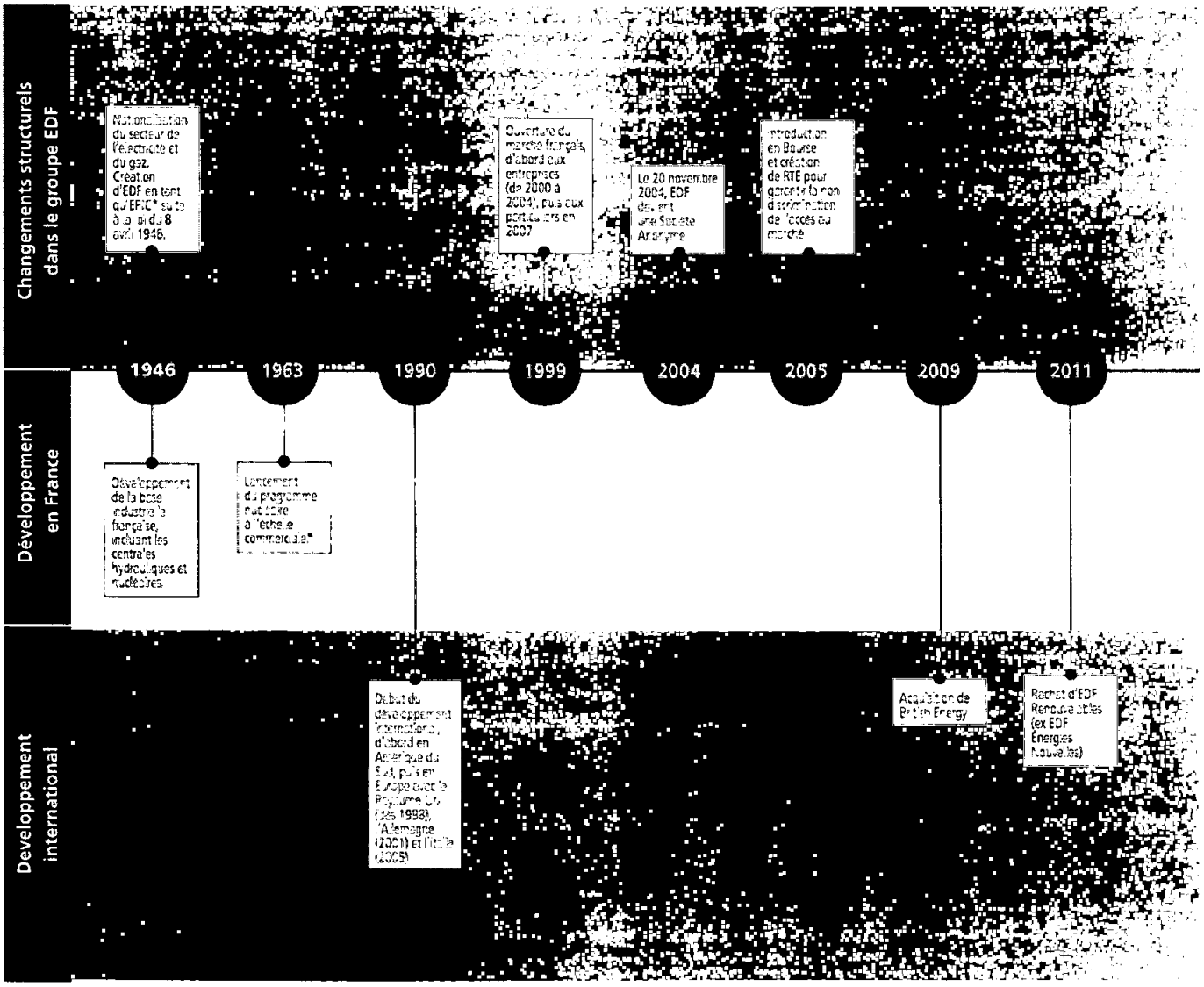


* Co entreprise de Transport d'Électricité «CTE» (ex C25), société détenant les titres RTE

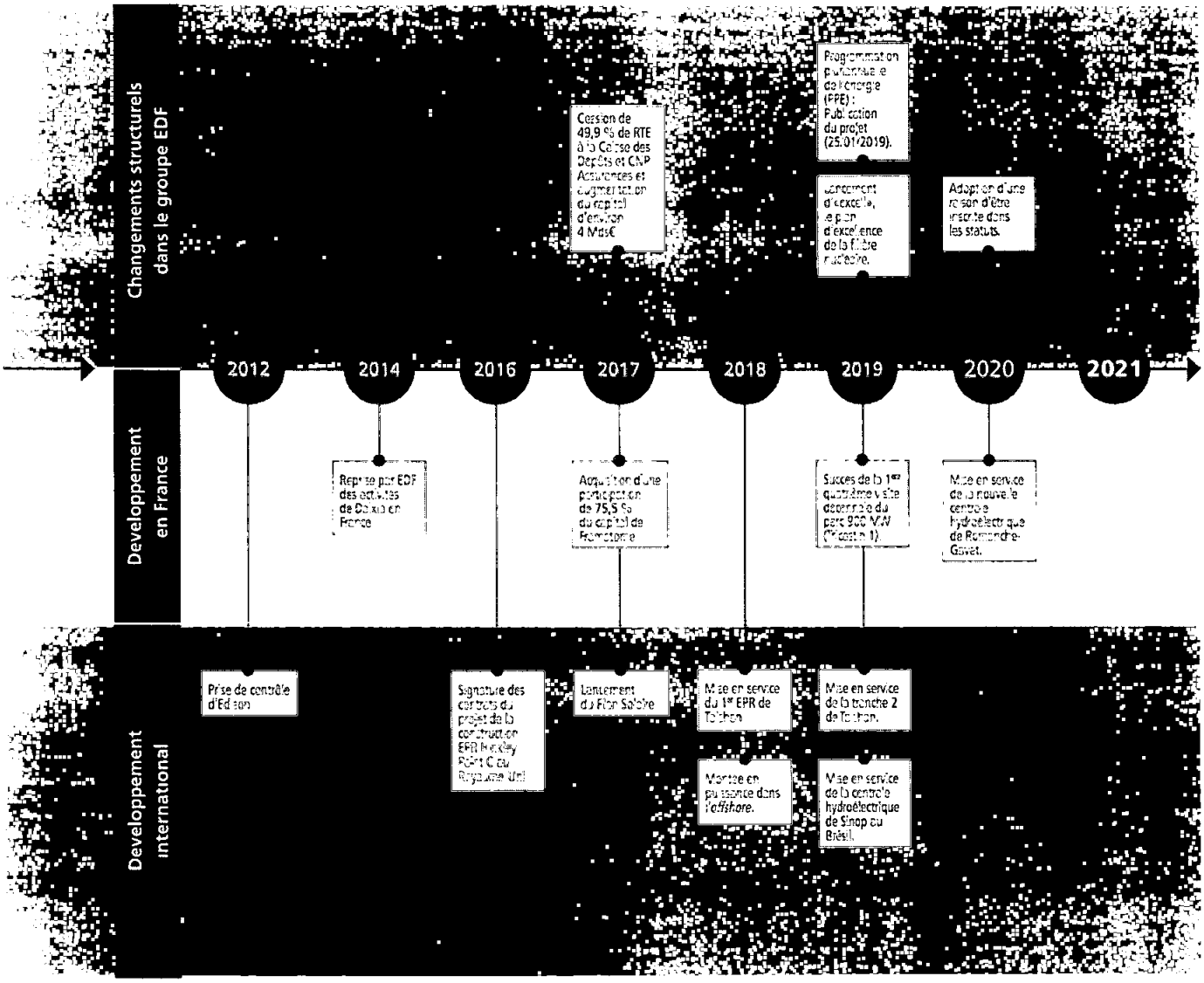
EDF International



1.2.2 Histoire du Groupe



*EPIC : Établissement public industriel et commercial


Changements structurels dans le groupe EDF
Cession de 49,9 % de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances et augmentation du capital d'environ 4 Mds€
Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : Publication du projet (25.01.2019).
Lancement d'Hexacle, le plan d'excellence de la filière nucléaire.
Adoption d'une raison d'être inscrite dans les statuts.
2012
2014
2016
2017
2018
2019
2020
2021
Developpement en France
Reprise par EDF des activités de Dalkia en France
Acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de Framatome
Succès de la 1ère qualification du parc 900 MW (1re visite 1).
Mise en service de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet.
Developpement international
Prise de contrôle d'Edison
Signature des contrats du projet de la construction EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni
Lancement du Flot Solaire
Mise en service du 1er EPR de Taishan
Mise en service de la tranche 2 de Taishan.
Montée en puissance dans l'offshore.
Mise en service de la centrale hydroélectrique de Sinop au Brésil.

1.2.3 Faits marquants

Objectifs financiers atteints (1)

Forte progression de l'EBITDA et du Résultat Net par rapport à 2020 et à 2019

Réussite des plans de cessions et de réduction des coûts *

Intensité carbone en baisse

(1) Les objectifs financiers du Groupe ont été révisés le 15/12/2021 pour l'EBITDA et le 29/07/2021 pour le ratio EFN/EBITDA.

NUCLÉAIRE

- **Inclusion du nucléaire dans la taxonomie européenne**
- **France** :
  - › Nucléaire existant et Grand carénage : 5 VD4 terminées, 2 en cours et allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des réacteurs 1 300 MW**
  - › EDF, acteur majeur du plan « France 2030 » avec un soutien à l'innovation de la filière nucléaire à hauteur de 1 milliard d'euros notamment à destination des SMR (2) et du plan « France Relance » avec la création avec l'État français du « Fonds France Nucléaire », destiné à accompagner la croissance des PME de la filière nucléaire
  - › Flamanville 3 :
    - Révision de la cible de chargement du combustible de fin 2022 au deuxième trimestre 2023 et des coûts de construction de 12,4 à 12,7 milliards d'euros (3)
    - Finalisation des opérations de reprise des 8 soudures du circuit secondaire principal
  - › Nouveau Nucléaire : remise aux pouvoirs publics de la contribution d'EDF et de la filière nucléaire au programme de 3 paires de nouveaux réacteurs EPR2 en France.
- **Chine** : anomalie sur des assemblages de combustible du réacteur n° 1 de Taishan
- **Royaume-Uni**
  - › Sizewell C :
    - Projet de loi du gouvernement britannique portant application d'un modèle de financement dit « Base d'Actifs Régulée » aux projets de nouveau nucléaire
    - Annonces du gouvernement britannique d'investir jusqu'à 1,7 milliard de livres sterling alloués au développement de projets nucléaires de grande capacité
- **Inde** : Offre techno-commerciale engageante remise en vue de la construction de six EPR (4) sur le site de Jaitapur
- **Pologne** : Remise d'une offre préliminaire non engageante pour des prestations d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction de 4 à 6 réacteurs EPR (de 6,6 à 9,9 GW)

RENOUVELABLES

- Hausse du niveau de production : 20,9 TWh, soit + 8,3 % *vs* fin 2020
- Accélération des mises en service : 3,1 GW bruts (*vs* 2,5 GW en 2020)
- Croissance des capacités installées : 12 GW nets à fin 2021 (+ 13 % *vs* 2020)
- Niveau élevé des capacités en construction : 7,9 GW bruts à fin 2021, dont notamment le parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer (448 MW), le premier parc éolien en mer français à Saint Nazaire (5) et une centrale solaire de 300 MW à Jeddah
- Portefeuille de projets de 76 GW bruts (+ 27 % *vs* fin 2020) dont notamment le projet *offshore* Atlantic Shores de 1,5 GW aux États-Unis

CLIENTS ET SERVICES

- 1,4 million de clients résidentiels en électricité en offre de marché en France, soit + 40 % *vs* fin 2020, en ligne avec la cible de 3 millions en 2023
- Forte croissance de la mobilité électrique : près de 200 000 points de charge installés et gérés à fin décembre 2021 dont principalement Pod Point, *leader* des bornes de recharges au Royaume-Uni chez les particuliers, avec plus de 150 000 points de charges
- Signature de contrats d'achat d'électricité (PPA) d'origine renouvelable avec Bouygues Telecom, SNCF et RATP
- Dalkia Electrotechnics/Citelum lauréat du marché de l'éclairage public de la ville de Paris pour 10 ans
- Dalkia : Création d'un outil innovant de pilotage de la surveillance de l'exploitation et de la maintenance de 122 gares SNCF et signature avec le Futuroscope pour la création d'un réseau de chauffage et de climatisation vertueux (6) à partir d'énergie renouvelable (7)

ENEDIS

- Succès du déploiement des compteurs intelligents Linky, objectif final du programme atteint en termes de délais, de coût et de performance

(1) Selon l'acte délégué complémentaire du 2 février 2022 soumis à adoption définitive courant 2022.
(2) *Small Modular Reactor*
(3) Voir communiqué de presse du 12 janvier 2022. Coûts en euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
(4) EDF n'est ni investisseur ni en charge de la construction.
(5) Voir le communiqué de presse du 28 août 2021.
(6) Technologie proche de celle des pompes à chaleur, économie circulaire, préservation de l'environnement.
(7) 40 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour le Futuroscope et 70 % d'autoconsommation énergétique d'ici 2025.

ITALIE

- Repositionnement stratégique d'Edison avec la réorganisation des actifs renouvelables [1] et recentrage sur les activités cœur de métier

INNOVATIONS

- Mises en service de 50 MW de batteries au Royaume-Uni dans le cadre du projet ESO [2]
- Inauguration de la première station de production et de distribution d'hydrogène par Hynamics à Auxerre

INTERNATIONAL

- Signature d'un accord de développement pour un projet solaire flottant hybride de 240 MW sur le réservoir de Nam Theun 2 au Laos
- Finalisation du financement d'un projet innovant combinant solaire et gaz avec le développement de la plus grande centrale solaire (480 MW) à ce jour au Chili
- Construction de la centrale hydraulique de Nachtigal (420 MW) au Cameroun : avancement des travaux pour les lots génie civil et électromécanique (plus de la moitié réalisés). Mise en service industrielle prévue en 2024

FERMETURE EN COURS DES CENTRALES AU CHARBON EN EUROPE

- France : fermeture de la centrale du Havre le 31 mars 2021 [3]
- Royaume-Uni : fermeture de la centrale de West Burton A prévue en septembre 2022, deux ans avant la date limite fixée par le gouvernement britannique

RÉALISATIONS ET OBJECTIFS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

- Intensité carbone : 48 gCO_2/kWh en 2021 *vs* 51 gCO_2/kWh en 2020, niveau environ 5 fois plus faible que la moyenne européenne des *utilities*
- Mixité : 29,8 % de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe en 2021 *vs* 28,7 % en 2020, en ligne avec les ambitions du Groupe
- Intégration d'EDF dans le « CAC 40 ESG », l'indice d'Euronext qui regroupe 40 entreprises socialement responsables

* Finalisation des plans de cessions de 3 milliards d'euros et d'économie de 500 millions d'euros

Pour compenser les impacts de la crise sanitaire sur la situation financière du Groupe, des plans d'économies et de cessions ont été lancés mi-2020 avec une cible de 500 millions d'euros de réduction des charges opérationnelles [4] en 2022 par rapport à 2019 et d'environ 3 milliards d'euros de cessions [5] sur la période 2020 à 2022. À fin décembre 2021, la réduction des coûts est estimée à 543 millions d'euros par rapport à 2019. Les cessions d'actifs signées ou réalisées au 31 décembre 2021 ont un effet favorable de 3,0 milliards d'euros environ sur l'endettement financier net et de 3,7 milliards d'euros environ sur l'endettement économique du Groupe [6]. Ces cessions sont en ligne avec la stratégie du Groupe et ont permis un recentrage sur les activités cœur de métier, ainsi que la sortie de certaines activités carbonées (principalement cessions de l'activité E&P et du réseau de distribution de gaz IDG). Ces deux plans ont dépassé leur objectif avec un an d'avance.

** Allongement de la durée d'amortissement à 50 ans des réacteurs 1 300 MWe en France

Le Groupe a procédé à l'allongement de la durée d'amortissement de l'ensemble des centrales du palier 1 300 MW au 1er janvier 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. A cette date, les provisions liées à la production nucléaire diminuent de 1 016 millions d'euros. Cette diminution est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros. L'impact de l'allongement de la durée d'amortissement à 50 ans sur le résultat net part du Groupe de l'exercice est de +405 millions d'euros (voir la note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

(1) Rachat des parts restantes de la holding E2i, et entrée d'un partenaire financier. Edison conserve le contrôle de la nouvelle plateforme.
(2) Energy Superhub Oxford, avec 100 % d'énergie renouvelable.
(3) La centrale au charbon du Havre est arrêtée et mise sous cocon (AGP – arrêt garanti pluriannuel) depuis fin mars 2021.
(4) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre, normes, taux de change et taux d'actualisation des retraites constants et hors inflation. Hors coûts des ventes des activités de services énergétiques, et des services d'ingénierie nucléaire de Framatome et de projets spécifiques tels que Jaitapur.
(5) Cessions signées ou réalisées : impact sur le désendettement économique du Groupe (définition Standard and Poor's).
(6) Dette économique selon la définition de l'agence Standard and Poor's.

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 un enjeu majeur pour la planète. Des l'accord trouvé à Paris lors de la 21e Conférence des Parties (COP21) en 2015, la mobilisation contre le changement climatique s'est confirmée tout comme l'importance croissante des transitions énergétiques au-delà de l'Europe.

En Europe, le Paquet Énergie Propre finalisé en 2019, le *Green Deal* élaboré en 2020 et le paquet Climat « Fit for 55 » proposé par la Commission européenne en 2021 donnent le cadre des mesures pouvant permettre à l'Union européenne d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Les programmes de relance qui font suite à la crise sanitaire Covid renforcent encore la priorité donnée au climat.

Le Green Deal au niveau européen et les programmes nationaux associés se concentrent en priorité sur la diminution des émissions de CO_2, de la façon la plus compétitive possible, en s'appuyant sur une vision industrielle ancrée dans les territoires.

Le Royaume-Uni, qui doit engager un renouvellement important de ses moyens de production d'électricité, a établi depuis 2008 un *Climate Change Act*. Il a mis en place un modèle de marché cohérent avec cette politique (*Carbon Price Floor*, *Contracts for Difference*, marché de capacité, réflexions sur un modèle de base d'actifs régulée pour les nouveaux moyens de production nucléaire).

En France, l'électricité représente environ 25 % des consommations d'énergie finale et un peu plus de 12 % des émissions de CO_2[1] (respectivement 20 %[2] et 41 %[3] au niveau international). 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 à de grands acteurs industriels. EDF partage le diagnostic de la PPE en termes notamment d'identification des leviers vers une sortie des énergies fossiles.

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

- la baisse de la consommation d'énergie, en développant des solutions d'**efficacité énergétique** (aval) ;
- le basculement des usages fossiles vers les énergies décarbonées, avec l'**électricité décarbonée** en premier lieu et l'usage de la chaleur renouvelable notamment (amont).

La transition vers une économie sans carbone doit également préserver le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

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 CAP 2030

La raison d'être d'EDF est de « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 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. Elle est le fruit de la contribution des salariés lors des dialogues « Parlons Énergies ». **La stratégie CAP 2030 décline la raison d'être d'EDF.**

Le groupe EDF produit l'une des électricités les moins carbonées au monde. Il a pris en 2020 de nouveaux engagements de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 qui ont été validés par l'organisation *Science Based Targets Initiatives* comme allant au-delà de l'ambition 2 °C de l'Accord de Paris.

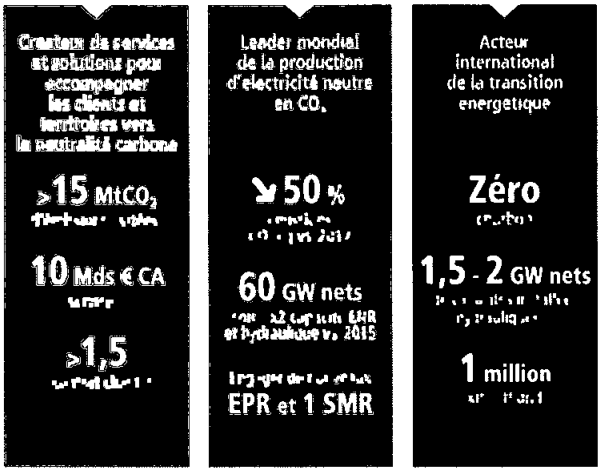
Pour la première fois, le groupe EDF s'est fixé des objectifs couvrant non seulement ses émissions directes mais également ses émissions indirectes. L'objectif est de s'inscrire dans une trajectoire de contribution à l'atteinte de la neutralité carbone sur l'ensemble de son empreinte carbone d'ici 2050. En 2030, le groupe EDF vise ainsi une diminution des émissions directes et indirectes de 50 % par rapport au niveau des émissions de 2017 et une réduction des émissions du scope 3 de 28 % par rapport à 2019. Voir également la section 3.1 « Neutralité carbone et climat ».

Pour EDF, lutter contre le dérèglement climatique repose sur la décarbonation de l'énergie, au service de la décarbonation des usages et de l'efficacité énergétique.

La stratégie du Groupe est articulée autour de trois axes stratégiques déclinés dans Cap 2030 :

CAP 2030

Trois axes stratégiques
pour décarboner nos sociétés
en France, en Europe et dans le monde :



Périmètre.
(1, Activités du pôle Clients Services et Territoires
(2, France et Italie (Résidentiel)
(3) Groupe.
(4) Hors pays prioritaires en Europe (France, Italie, UK et Belgique)

(1) Source : ministère de la Transition écologique, Chiffres clés du climat, édition 2022, page 38.
(2) Agence internationale de l'énergie World Energy Outlook 2021 Tableau A.2a page 295.
(3) Source : ministère de la Transition écologique Chiffres clés du climat édition 2022, page 38.

Créateur de services et de solutions pour accompagner les clients et territoires vers la neutralité carbone

Les particuliers, les entreprises, les villes 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 la transition énergétique. Cet élan, somme d'initiatives individuelles et de décisions publiques, se développe progressivement partout. L'ambition d'EDF est d'accompagner les clients et les territoires vers leur propre neutralité CO_2 avec des solutions décarbonées et d'efficacité énergétique accessibles et innovantes.

Pour cela, EDF développe la valeur de son portefeuille clients dans les pays prioritaires européens (France, Royaume-Uni, Belgique et Italie) grâce à une relation client de référence et une gamme d'offres de services et de fourniture enrichie.

En 2030, le groupe EDF vise 10 milliards d'euros de chiffre d'affaires dans les services[1].

EDF renforce ses positions dans le secteur de la mobilité électrique (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique), dans les activités de réseaux de chaleur et de froid renouvelables en France et également dans la valorisation de la flexibilité électrique et de l'agrégation (Europe).

En s'appuyant sur la confiance de ses clients et en développant une large gamme d'offres, notamment dans la performance énergétique durable sur les marchés résidentiels et d'affaires, EDF accroît la valeur par client. Il souhaite porter à plus de 1,5 le nombre de contrats par client particulier en 2030[2]. Les offres d'énergies vertes, d'autoconsommation, les services d'efficacité énergétique, les services de proximité, les contrats de performance, de génie électrique ou climatique, la récupération de chaleur fatale, la biomasse répondent aux nouveaux besoins de ses clients.

Ses clients sont de plus en plus sensibles à leur empreinte environnementale. EDF y répond via des solutions accessibles et innovantes permettant de consommer moins et mieux :

- **en contribuant à la décarbonation des usages grâce à l'électrification des usages dans les secteurs les plus émetteurs de CO_2 :**

  › dans les transports[3]

  Pour accompagner le déploiement massif de l'électrification des mobilités, EDF s'engage concrètement en investissant dans l'accompagnement des clients (particuliers, entreprises et collectivités) et dans la valorisation des capacités de stockage des véhicules électriques ainsi que dans la production et la commercialisation d'hydrogène électrolytique.

  › dans le bâtiment

  Le Groupe est très investi aux côtés des professionnels du secteur, des bailleurs, des collectivités pour les aider à gagner en efficacité énergétique et à évoluer vers la décarbonation des usages thermiques. Il propose une gamme de services allant du suivi et du pilotage des consommations au soutien direct aux opérations de décarbonation et d'efficacité énergétique[4] notamment au moment des rénovations. EDF accompagne également directement les ménages[5] avec IZI by EDF. Enfin, *via* sa filiale Dalkia, le Groupe est actif dans le développement des réseaux de chaleur et leur décarbonation (par des sources renouvelables ou par la récupération d'énergie) et le développement de Contrats de Performance Énergétique (CPE) pour les bâtiments publics et les entreprises ou les grands ensembles de logements.

  › dans l'industrie

  EDF développe des solutions d'électrification des processus, de récupération de chaleur fatale 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 (fours et chaudières électriques…) mais également en proposant (*via* sa filiale Agregio) des flexibilités ou des offres d'approvisionnement vert ;

- **en s'appuyant sur le développement des infrastructures, sur les données et la création de solutions décarbonées ;**
- **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, pompes à chaleur).

Ces solutions visent à permettre au groupe EDF d'éviter l'émission de plus 15 millions de tonnes de CO_2 d'ici 2030[6].

Par ailleurs, EDF continue à innover en développant de nouveaux modèles d'activité pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et donner corps aux engagements du Groupe vers la neutralité carbone. Tant à l'aval qu'à l'amont, l'innovation sera une composante essentielle du chemin à parcourir, compte tenu de la vitesse à laquelle progressent aujourd'hui les technologies, des renouvelables au stockage et aux véhicules électriques en passant par 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 et solidaire. 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 ».

Leader mondial de la production d'électricité neutre en CO_2

Parce qu'en France, l'électricité produite par EDF est décarbonée à près de 98 % grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables, EDF joue un rôle moteur dans l'atteinte d'un objectif de neutralité CO_2 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, chaleur renouvelable, réseaux, stockages et moyens de production thermique décarbonés, outils de gestion des flexibilités des usages et des productions…

La stratégie d'EDF est en ligne avec les annonces du Président de la République le 10 février 2022 à Belfort. Il a confirmé le rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition de la France de baisser de 55 % les émissions de gaz à effet de serre françaises d'ici 2030 par rapport à 1990 et d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Le Président de la République a annoncé en conséquence :

- Une stratégie forte de relance de l'énergie nucléaire en France avec notamment :
  - › le lancement d'un programme de construction par EDF de 6 nouveaux réacteurs de technologie EPR2 et des études pour 8 EPR2 additionnels, qui mobiliseront notamment des financements publics massifs de plusieurs dizaines de milliards d'euros, même si les modalités précises de ces financement restent à définir ;
  - › la poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs français existants, sauf si des raisons de sûreté devaient s'y opposer (cette prolongation de durée d'exploitation se faisant donc sans rien céder sur les obligations en matière de sûreté nucléaire), et en particulier la nécessité pour EDF d'étudier les conditions de prolongation au-delà de 50 ans, en lien avec l'Autorité de sûreté nucléaire ;
  - › le développement des petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – SMR) ainsi que des réacteurs innovants permettant de fermer le cycle du combustible et de produire moins de déchets, avec une intervention supplémentaire de l'Etat à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™ actuellement porté par EDF.
- Une accélération du développement des énergies renouvelables (solaire, éolien en mer et terrestre et hydraulique).

(1) Périmètre Groupe.
(2) France et Italie (Résidentiel).
(3) À l'origine de 24 % des émissions liées à la consommation d'énergie dans le monde – Source : ministère de la Transition écologique, Chiffres clés du climat, édition 2022, page 38.
(4) Notamment via les Contrats de Performance Énergétique (CPE) ou les Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) en France.
(5) Ceux-ci peuvent choisir une pompe à chaleur en remplacement de leur chaudière fortement émettrice de CO_2, qu'elle soit au fioul ou au gaz.
(6) Activités du pôle Clients, Services et Territoires.

- **L'ambition d'une production très bas carbone pour le groupe EDF se décline tout d'abord par l'accélération du développement 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...). Les énergies renouvelables représentent déjà plus du quart de la capacité totale du Groupe [1].

  Le groupe EDF est aujourd'hui *leader* européen des énergies renouvelables, et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne avec 22,5 GW nets installés [2]. Concernant les autres énergies renouvelables électriques, principalement l'éolien et le solaire, EDF est également un des *leaders* mondiaux avec 12 GW nets installés. L'ambition d'EDF est d'accroître rapidement ses capacités installées dans ces filières.

  L'objectif est d'atteindre une capacité installée d'énergies renouvelables (dont hydraulique) de 60 GW nets en 2030 ce qui équivaut à plus que doubler la capacité installée en 2015. Le groupe EDF recherche un équilibre entre les technologies (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque et hydraulique) et dans la répartition géographique. Enfin, EDF investit régulièrement dans les installations hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et propose des solutions renforçant le productible hydraulique.

  EDF construit une position de *leader* européen de l'agrégation des capacités renouvelables et des flexibilités. Il s'est fixé comme objectif le triplement des moyens de stockage du Groupe à l'horizon 2035, dans le cadre de son Plan stockage.

- **Cette ambition de production très bas carbone se base également 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, fin des chantiers en cours (Flamanville 3, HPC), et 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, déjà engagé, 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.

  Le nucléaire, dont l'exploitation n'émet pas de CO_2 [3], 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 de Flamanville en France. Deux réacteurs EPR sont en exploitation à Taishan en Chine. En Finlande, le réacteur EPR Olkiluoto 3 construit par Orano a divergé le 21 décembre 2021. Depuis le 4 janvier, il est entré dans la deuxième phase avec un plafond de puissance de 30 %. Plusieurs étapes mèneront à sa mise en service prévue en juillet 2022.

  EDF développe également d'autres projets qui pourront être construits dans les pays qui souhaiteront se doter de nouveaux réacteurs. EDF finalise enfin le *design* d'un EPR de nouvelle génération.

  En 2030, le Groupe souhaite être engagé sur de nouveaux programmes EPR en France, en Grande-Bretagne et à l'international ainsi que dans le développement d'un démonstrateur du premier *Small Modular Reactor* (SMR) en France.

  EDF se prépare également aux reconversions liées aux arrêts d'exploitation. Il ambitionne d'être le *leader* en Europe de l'activité déconstruction d'actifs de production et développe l'économie circulaire.

- **Accompagner la transition énergétique en réduisant l'empreinte carbone passe par un développement ciblé des projets de production d'électricité à partir de gaz** pour répondre aux besoins de flexibilité et de transition énergétique.

Acteur international de la transition énergétique

Face aux enjeux démographiques, d'urbanisation et de pollution atmosphérique, de nombreux pays sont en quête de solutions pour inverser la tendance.

- **Présent sur 4 continents, EDF accompagne ce mouvement de transition énergétique en exportant son savoir-faire dans le nucléaire, les énergies renouvelables et les services énergétiques.**

  À l'international, véritable terrain d'innovation, EDF veut tripler la création de valeur de ses activités (*vs* 2015), en développant de manière ciblée les actifs de production d'énergies renouvelables, nucléaire et services contribuant à la transition énergétique des pays.

  Ainsi d'ici 2030, le groupe EDF a pour ambition de ne plus avoir d'actifs charbon dans le monde et de contribuer largement au développement des capacités installées renouvelables (dont 1,5 à 2 GW nets d'hydraulique [4]).

  Sur les activités nouvelles EDF vise un portefeuille de 1 million de kits *off-grid* en 2030. Il poursuit le développement de nouveaux marchés tels que les micro-grids, *smart grid*, stockage, hydrogène, mobilité, *smart cities*... Il renforce ses positions dans les activités de services d'efficacité énergétique, de réseaux et les prestations d'ingénierie.

  Sur le plan géographique, EDF veut conforter son ancrage en Europe, en particulier sur les pays cœur (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique) et consolider ses positions en Chine et en Amérique du Nord. EDF veut être un acteur de référence dans un nombre limité de pays prioritaires en Amérique du Sud, Asie, Afrique et Moyen-Orient, *via* une présence multimétiers significative pour accompagner de manière coordonnée la transition énergétique de ces pays cibles.

- **EDF s'est engagé à mettre fin aux activités de production d'électricité à base de charbon du Groupe d'ici 2030.** En France, le gouvernement a engagé, conformément à la SNBC [5], l'arrêt de l'activité de production d'électricité à partir de charbon d'ici fin 2022 [6]. EDF mène en complément une politique d'innovation soutenue en investissant dans les bioénergies et les technologies innovantes de captation carbone et s'est engagé dans la voie du thermique décarboné.

- **Le groupe EDF investit massivement dans la transition énergétique.** En 2021, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2020). Se reporter à la note 20.4 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2021 figurant aux sections 6.1 et 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie ».

  Sur l'ensemble des pays où il intervient, le groupe EDF met en œuvre une stratégie d'adaptation de ses activités aux impacts du changement climatique. Il travaille à rendre ses installations existantes résilientes à l'augmentation des événements climatiques extrêmes, comme les canicules, sécheresses, tempêtes et inondations. D'autre part, le groupe EDF intègre l'évolution du climat sur le long terme (comme la température moyenne et le niveau des mers) dans la conception de ses nouvelles installations, en particulier celles ayant des durées de vie supérieures à 40 ans, comme les ouvrages hydrauliques et nucléaires. Voir la section 3.1.2 « Adaptation au changement climatique ».

(1) 30,8 GW à fin 2021 sur un total de 117,3 GW en données consolidées.
(2) Y compris énergie marine.
(3) Aucune émission directe et émission en ACV (analyse du cycle de vie) qu'il est possible d'estimer à 6 gCO$_2$/kWh (source Ademe).
(4) Hors pays prioritaires en Europe : France, Italie, Royaume-Uni et Belgique.
(5) Introduite par la loi de transition énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas carbone, circulaire et durable. Elle définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 2050 et fixe des objectifs à court-moyen termes : les budgets carbone. Elle a deux ambitions : atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 et réduire l'empreinte carbone de la consommation des Français. Les documents publics à l'échelle nationale comme territoriaux doivent la prendre en compte.
(6) Le dernier bilan prévisionnel de RTE montre toutefois la nécessité de maintenir la centrale de Cordemais jusqu'en 2024, voire 2026 pour des raisons de sécurisation de l'équilibre offre-demande.

Conditions d'exécution de la stratégie du Groupe

La mise en œuvre de la stratégie du Groupe nécessite la poursuite d'un programme d'investissements très significatif sur la période à venir. Elle est donc conditionnée au rétablissement puis au maintien de la structure financière du Groupe. Le plan d'action communiqué par le Groupe le 18 février 2022 qui vise à renforcer la structure bilancielle du Groupe contribuera à cet objectif (voir la section 5.2 « Evénements postérieurs à la clôture »).

Toutefois, l'ampleur et la diversité des risques auxquels le Groupe doit faire face, notamment dans un contexte de marché extrêmement volatil, accompagné de mesures réglementaires ayant un impact significativement négatif sur l'entreprise, marqué par le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées dont les conséquences de toute nature ne peuvent encore être encore pleinement identifiées ni chiffrées, et par les études et travaux que le Groupe doit réaliser sur le parc nucléaire français en lien avec les phénomènes de corrosion sous contrainte récemment identifiés, pourraient avoir des conséquences de toute nature, y compris l'émergence de nouveaux risques ou l'aggravation de risques existants, susceptibles de peser significativement sur la capacité du Groupe à atteindre les objectifs financiers 2022 et 2023 décrits en section 5.5 « Perspectives », et ses objectifs stratégiques à court et long terme décrits au chapitre 1.3, ou rendre a minima nécessaires des actions complémentaires afin de les atteindre.

1.3.2.1 Des priorités stratégiques soutenues par 4 plans et un programme de transformation, en cohérence avec la raison d'être du Groupe et son modèle d'affaires

Ces orientations sont soutenues par **les 4 plans suivants** et un programme de travail stratégique [1] :

LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE	Avec **le plan mobilité électrique** lancé en octobre 2018, le groupe EDF vise 30 % de parts de marché en 2023 dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques sur ses quatre plus grands marchés européens (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique). D'ici 2023, le groupe EDF prévoit de déployer 400 000 points de charge et d'exploiter 20 000 points de *smart charging*. À fin 2021, près de 200 000 points de charge ont été déployés. Enfin, pour sa propre flotte de véhicules légers, EDF déploie le programme EV100 [2] et convertit progressivement ses véhicules thermiques en véhicules électriques avec un objectif de 100 % en 2030.
LE PLAN stockage électrique	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 *off-grid*. 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.
LEPLANSOLAIRE	Avec **le plan solaire**, lancé en 2017, le groupe EDF souhaite devenir le *leader* du solaire photovoltaïque en France avec 30 % de parts de marché [3] du secteur d'ici 2035.
LE PLAN excell	Avec **le plan excell**, annoncé en décembre 2019 et lancé au printemps 2020, EDF met en œuvre les conditions nécessaires 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. Il s'agit d'un enjeu majeur car le nucléaire, énergie bas carbone, doit continuer de jouer pleinement son rôle dans la lutte contre le réchauffement climatique. En 2021, 22 des 25 engagements du plan excell ont atteint voire dépassé la cible fixée grâce à l'engagement des équipes 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 ».

1.3.2.2 La transformation du Groupe

Santé et sécurité, numérique et nouveaux modes de travail, responsabilité et simplification, compétences, modèle de reconnaissance sont les cinq leviers majeurs de la transformation du Groupe.

Pour répondre aux enjeux de l'entreprise et aux nouvelles attentes des clients, des salariés et de toutes les parties prenantes, le Groupe fait évoluer ses pratiques managériales à travers la responsabilisation des équipes et la simplification de ses organisations et de ses modes de fonctionnement. Depuis 2016, de nombreux exemples concrets illustrent cette démarche (introduction du forfait-jours pour les cadres, dynamisation des parcours professionnels, promotion de la mobilité interne et des formations promotionnelles, développement de la signature électronique, simplification de *reportings*).

En 2018, le Groupe a signé un nouvel accord mondial de responsabilité sociétale (« accord RSE ») qui portait des avancées en faveur de la diversité ainsi qu'au bénéfice des salariés du Groupe.

En 2019, un nouveau schéma de dialogue social a été repensé, simplifié et mis en place, en conformité avec le nouveau cadre légal. Voir la section 3.5.3 « Dialogue social ».

En 2020, le Groupe a revu son dispositif d'accompagnement à la mobilité interne. Il a déployé une nouvelle ambition de *leadership* qui accompagne la transformation managériale. Voir la section 3.3.3.6 « Développement des compétences ».

En 2021, le Groupe s'est appuyé sur l'expérience de la crise sanitaire pour donner une nouvelle impulsion à la transformation. En continuant de repenser les façons de faire, en les rendant plus numériques et en donnant le pouvoir d'agir aux équipes pour porter des initiatives de simplification et d'amélioration, le Groupe poursuit la construction d'un cadre de travail efficace et responsabilisant qui suscite l'engagement. L'expérience vécue pendant la crise s'est ainsi traduite en fin d'année par la signature de l'accord collectif « Travailler autrement, Manager autrement ». Voir la section 3.3.1.3.5 « Bien-être, organisation et temps de travail ».

La démarche de transformation s'appuie notamment sur des dispositifs d'animation de réseaux d'acteurs dans la continuité de « Parlons Énergie ». Il s'agit d'une démarche d'intelligence collective, initiée en 2018, pour mobiliser les salariés dans la construction des perspectives à moyen et long terme du Groupe. Voir la section 3.4.1 « Dialogue et concertation avec les parties prenantes ».

Depuis plusieurs années, le Groupe a également porté l'enjeu de l'innovation et de la transformation numérique à un niveau stratégique. Il a revu en profondeur organisation et formation internes. La transformation numérique concerne les salariés et les modes de fonctionnement internes, ainsi que la relation clients, la gestion et la conception des actifs industriels, les services délivrés.

(1) Le programme de travail stratégique se décline en une vingtaine de chantiers, pilotés au niveau du Comité exécutif, concrétisant chacune des trois priorités stratégiques.
(2) 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.
(3) Parts de marché exprimées en capacités brutes installées.
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 8 novembre 2021 « À mi-parcours du plan excell, EDF et la filière nucléaire présentent des résultats concrets et de nouveaux engagements pour 2022 ».

L'année 2019 a ainsi vu la création de l'académie du numérique, dispositif interne dédié à la formation et l'accompagnement des salariés vers les nouveaux métiers du numérique. En 2020, le centre des usages a permis d'accélérer le déploiement des outils et des usages numériques. Il poursuit son action pour renforcer la collaboration dans l'entreprise et faciliter le travail à distance qui se pratique dans l'entreprise.

Le groupe continue de rendre ses processus plus numériques, par exemple en déployant à grande échelle la signature électronique et en automatisant certaines tâches (RPA [1]). Le Groupe aborde les innovations technologiques au travers d'équipes multimétiers chargées de thématiques transverses comme l'Intelligence Artificielle, la *blockchain*, l'Internet des objets (IoT), l'*edge computing*, l'informatique quantique ou encore la 5G.

En 2018, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion de la donnée. Il a mis en place une usine *data analytics* pour la production électrique nucléaire, thermique et renouvelable, avec la mise en commun de compétences. Une deuxième usine a vu le jour pour les données tertiaires (immobilier, achat…). Le Groupe s'est doté, en 2020, d'une Ambition IA pour accélérer dans ce domaine et structurer une démarche pour un usage responsable de l'Intelligence Artificielle. EDF a également ouvert une plateforme d'*open data* à l'occasion de son évènement vitrine de l'innovation, les *Electric Days*.

Il s'est engagé en signant la charte Numérique Responsable de l'Institut du Numérique Responsable et a obtenu, en 2021, le label Numérique Responsable soutenu par le ministère de la Transition écologique.

Le groupe EDF est également membre fondateur de Gaia-X [2], une initiative en faveur de l'émergence d'un *cloud* de confiance européen. Il a renouvelé sa présence au Conseil d'administration de cette association et porte activement la notion de « Label de Confiance » ainsi que le *DataSpace Energy*, écosystème de confiance de valorisation des données du secteur de l'énergie.

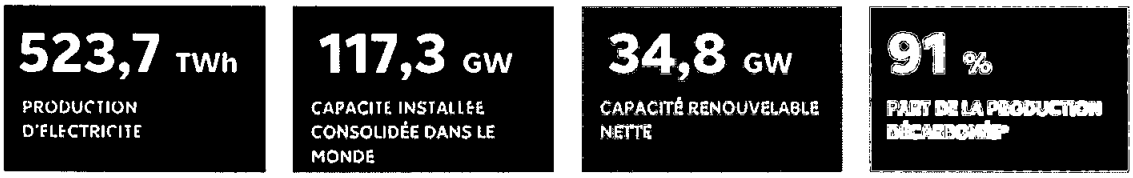
La recherche de performance a toujours été une priorité pour le Groupe. Le contexte économique et financier actuel accroît encore cette exigence. Le Groupe renforce ainsi la maîtrise de ses coûts pour les adapter à son environnement. L'approche est différenciée selon les périmètres considérés (filières supports, entités opérationnelles, etc.). Elle produit des résultats sur le plan de la réduction des charges opérationnelles, de l'optimisation du besoin en fonds de roulement, de l'amélioration du pilotage (pilotage par le *cash*, communauté pilotage de projets, pilotage de la cyber…). Elle a pour ambition de renforcer la compétitivité des activités support et de donner aux métiers des leviers de performance.

Dans le domaine du nucléaire, les années 2020 et 2021 ont été marquées par le déploiement et l'avancement du « plan excell ». Il vise à renforcer la qualité industrielle, les compétences ainsi que la gouvernance des grands projets nucléaires. Voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ».

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 CO_2, grâce à la part du nucléaire et des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Le Groupe entend accélérer fortement le développement des énergies renouvelables, en France et dans le monde, et vise une capacité de 60 GW nets en 2030. Le Groupe prépare également le nucléaire de demain avec l'EPR et le développement des SMR *(Small Modular Reactors)*.



** Émissions directes de CO_2 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 [3] et de 15 réacteurs en Grande-Bretagne ;
- la construction de réacteurs de type EPR dans le monde et l'exploitation de 2 EPR en Chine [4] ;
- 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 91 % sans émission de CO_2 [5] (93 % dans l'Union européenne) 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).

(1) Robotic process automation.
(2) GAIA-X – European Association for Data and Cloud.
(3) Après l'arrêt définitif des deux tranches de Fessenheim.
(4) Exploitation de 2 EPR en Chine par TNPJVC.
(5) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

Composition et caractéristiques du parc d'EDF en France continentale

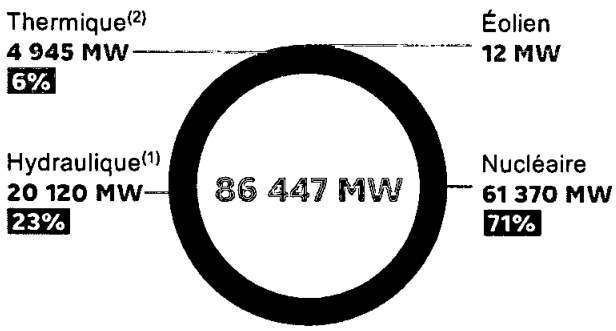
Avec une puissance installée totale de 86,4 GW en France continentale [1] au 31 décembre 2021, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 413,1 TWh [2] en 2021.

Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2021 de :

- 56 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP). Leur puissance électrique varie de 900 MW à 1 500 MW, avec une moyenne d'âge de 36 ans. Voir également la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » ;
- 19 tranches thermiques en fonctionnement. Voir également la section 1.4.1.2 « Production thermique en France continentale » ;
- 427 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 76 ans [3]. Voir également la section 1.4.1.3.1 « Production hydraulique 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-suisses de Chatelôt et Emosson qui représentent un total d'environ 142 MW de capacité installée.

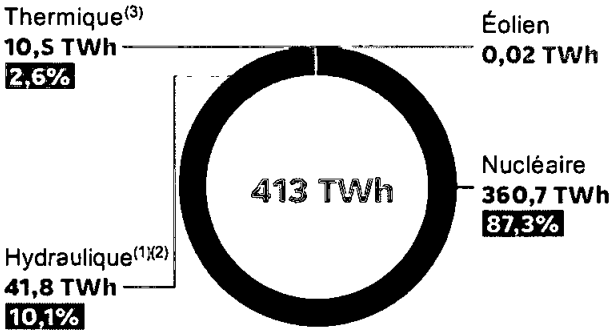
Capacité installée et production d'EDF en France continentale - 2021

Capacité installée



Exprimé en mégawatts de puissance maximale coupleé au réseau.
(1) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2021, y compris énergie marine : 240 MW.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1 567 MW en 2021.

Production d'électricité



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2021.
(2) Production pompage compris.
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,8 TWh en 2021.
NB : les valeurs sont arrondies.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

1.4.1.1.1 Le plan excell

Annoncé en décembre 2019 et 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.

En octobre 2020, le groupe EDF et la filière nucléaire avaient pris 25 engagements publics, répartis en 5 axes de travail prioritaires. La plupart des engagements du plan excell ont atteint voire dépassé la cible fixée [4]. Les réalisations concernent tous les axes du plan :

- la gouvernance des projets de nouveau nucléaire a été renforcée par la mise en place du Contrôle des Grands Projets ;
- s'agissant des compétences, l'Université des Métiers du Nucléaire (UMN) a été créée en avril 2021 pour dynamiser les offres de formation ;
- le plan excell a permis de définir avec la filière 12 standards pour fabriquer conforme du premier coup. Ils seront déployés dès 2022 avec des contrats plus simples, qui équilibrent la relation entre EDF et ses fournisseurs. 44 d'entre eux ont lancé leur propre plan *Excell in quality*, c'est ainsi toute la filière nucléaire, animée par le Gifen, qui s'est engagée dans la poursuite de l'excellence ;
- facteurs de qualité et de sûreté, la standardisation et la réplication sont systématiquement privilégiées. Dans ce cadre, des catalogues d'usage obligatoire ont été définis afin de rationaliser l'usage des équipements au bénéfice de ceux qui ont fait leurs preuves. Par exemple, la diversité des robinets en catalogue a été divisée par 10, passant de 13 000 à 1 200 références ;
- le plan soudage vise à garantir la qualité de réalisation de bout en bout. La Haute École de Formation Soudage du Cotentin (Hefais) a été créée, en partenariat avec Orano, Naval Group et les CMN, et accueillera sa première promotion en septembre 2022.

EDF et toute la filière nucléaire entrent désormais dans la troisième phase du plan excell : consolider les résultats acquis et pérenniser les actions engagées pour rejoindre les meilleurs standards industriels. Cet objectif de capitalisation se traduit par 30 engagements à tenir d'ici mi-2022, dont les deux tiers s'inscrivent dans le prolongement direct de ceux pris en 2021.

L'intégralité des engagements est disponible à l'adresse suivante : https://www.edf.fr/plan-excell. Voir aussi la section 3.4.3.2.1 « Adaptation des compétences (Plan excell) ».

(1) EDF hors Corse et Outre-mer.
(2) Consommation du pompage hydraulique comprise.
(3) Moyenne arithmétique.
(4) Voir le communiqué de presse du 8 novembre 2021 « À mi-parcours du plan excell, EDF et la filière nucléaire présentent des résultats concrets et de nouveaux engagements pour 2022 ».

1.4.1.1.2 Production nucléaire d'électricité en France

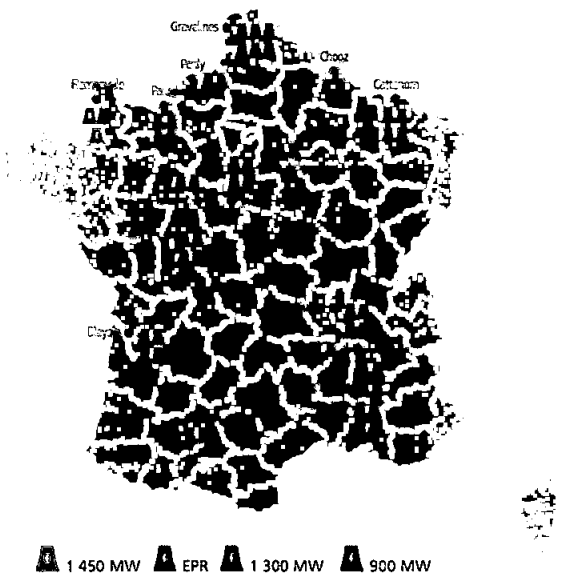
La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2021 constitue 88,6 % de sa production totale d'électricité (nette de la consommation liée au pompage hydraulique) et 87,3 % pompage compris.

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

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW, composé de 32 tranches en exploitation (soit une puissance totale de 29 010 MW) d'un âge moyen de 39 ans ;
- le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches en exploitation (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 33 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 21 ans, compose de 4 tranches en exploitation (soit une puissance totale de 5 990 MW).

Soit un ensemble de 56 tranches en fonctionnement, réparties sur 18 sites [1], propriétés d'EDF, et constituant une puissance totale autorisée de 61 370 MW au 31 décembre 2021. Avec un âge moyen d'environ 36 ans, le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.



Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (VD) des tranches **à fin 2021** sont les suivantes [2] :

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	Cruas 3	1984	2014	VD4
Bugey 3	1979	2013	VD4	Cruas 4	1985	2016	VD4
Bugey 4	1979	2021	VD5	Chinon B3	1987	2020	VD4
Bugey 5	1980	2011	VD4 en cours	Chinon B4	1988	2020	VD4
Dampierre 1	1980	2011	VD4 en cours	Paluel 1	1985	2016	VD4
Gravelines 1	1980	2011	VD4 en cours	Paluel 2	1985	2018	VD4
Gravelines 2	1980	2013	VD4	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	2012	VD4	Flamanville 1	1986	2018	VD4
Dampierre 3	1981	2013	VD4	Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
Dampierre 4	1981	2014	VD4	Flamanville 2	1987	2020	VD4
Tricastin 3	1981	2012	VD4	Cattenom 1	1987	2016	VD4
Tricastin 4	1981	2014	VD4	Cattenom 2	1988	2018	VD4
Gravelines 3	1981	2012	VD4	Nogent 1	1988	2019	VD4
Gravelines 4	1981	2014	VD4	Belleville 1	1988	2021	VD4
Blayais 1	1981	2012	VD4	Belleville 2	1989	2019	VD4
Blayais 2	1983	2013	VD4	Nogent 2	1989	2020	VD4
Blayais 3	1983	2015	VD4	Penly 1	1990	2011	VD3 en cours
Blayais 4	1983	2015	VD4	Cattenom 3	1991	2021	VD4
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4	Golfech 1	1991	2012	VD3
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Chinon B1	1984	2013	VD4	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
Gravelines 5	1985	2017	VD4	Civaux 1	2002	2011	VD2 en cours
Gravelines 6	1985	2018	VD4	Civaux 2	2002	2012	VD2

(1) Après la mise à l'arrêt définitif en 2020 des deux tranches 900 MW de Fessenheim.
(2) Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont en cours de déconstruction. La centrale de Fessenheim a également été mise à l'arrêt en 2020 (voir dans la section 1.4.1.1.2.3-C « La déconstruction des centrales nucléaires »).

- À fin 2021, toutes les tranches 900 MW en exploitation ont passé leur troisième visite décennale. En 2019, la première VD4 a été réalisée avec succès sur Tricastin 1. La seconde s'est déroulée en 2020 à Bugey 2 et s'est achevée en début d'année 2021. Les VD4 900 se sont poursuivies en 2021 à Tricastin 2, Bugey 4 et Dampierre 1 (terminée en février 2022). Les VD4 de Bugey 5 et Gravelines 1, débutées en 2021, se termineront début 2022.
- Sur le palier 1 300 MW, quinze VD3 ont été réalisées (dont Belleville 1 et Cattenom 3 en 2021). Une VD3 était en cours de réalisation à fin 2021 (celle de Penly 1), et quatre autres restent à réaliser.
- Sur le palier N4, deux VD2 ont été réalisées, à Chooz 1 et Chooz 2. Celle de Civaux 1 est en cours et celle de Civaux 2 reste à réaliser.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux INB (Installation Nucléaire 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 encadre notamment la prise en compte de la sécurité, la santé et la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement (dits « intérêts protégés »).

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.

Au 31 décembre 2021, EDF compte dans son parc 10 tranches nucléaires en participation (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 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production est de mettre à disposition des partenaires la part de l'énergie produite leur revenant effectivement, en fonction de la part de la puissance qui leur est réservée. Cette mise à disposition s'effectue en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc et assument les risques liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

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). EDF met à la disposition des partenaires une énergie définie par le niveau de la disponibilité de tout ou partie d'un parc de référence, appliqué à la part de puissance réservée aux partenaires sur les tranches concernées. Ces contrats concernent principalement les centrales 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 %).

L'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible puisqu'il représente 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 « Les enjeux du nucléaire » – « Les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire ».

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 thermosensibilité, avec la disponibilité des ressources de maintenance et l'utilisation efficiente du combustible en réacteur. À cet effet, EDF a retenu pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois dont la répartition était la suivante à fin 2021 :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 4 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt, permettant 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 campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement 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 d'une durée normative [4] d'environ 85 jours : elle est consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance.

Tous les dix ans, la centrale est arrêtée afin d'effectuer une visite décennale [5] (VD) pour une durée de l'ordre de 180 jours [6] en moyenne. Cette durée 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 réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement de gros composants.

À l'issue de chaque VD, il revient à l'ASN de donner son accord sur le redémarrage du réacteur et d'émettre 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'arrêté technique 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 régulières sur site, programmées ou inopinées notamment à l'occasion des réexamens périodiques de conformité et de réévaluation de la sûreté 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 ;
- enfin, 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 et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 360,7 TWh en 2021, en hausse de 25,3 TWh par rapport à 2020. L'augmentation de la production en 2021 par rapport à 2020 est due notamment à :

- une meilleure disponibilité du parc nucléaire ;
- une diminution des pertes dites environnementales, en raison de conditions climatiques plus favorables ;
- une moindre modulation du parc dans un contexte de prix de marché élevés.

Par ailleurs, la crise sanitaire Covid a induit un programme d'arrêts plus chargé en 2021 suite aux décalages de plannings décidés en 2020.

Les principaux faits marquants ayant affecté la production en 2021 sont :

- la découverte d'un phénomène de desquamation d'assemblages combustibles sur le réacteur de Chooz 2. Ce phénomène, dû à une oxydation accélérée de la gaine des assemblages (appelée MS), a occasionné une perte de production estimée à 5,4 TWh sur cette tranche. Il a affecté d'autres réacteurs nécessitant des contrôles spécifiques (sans impact sur la production) ;
- la prolongation de l'indisponibilité de Flamanville 1 qui a occasionné une perte de 3,9 TWh ;
- l'arrêt fortuit de Chooz 1 pour intervenir sur le couvercle de cuve s'est poursuivi en 2021 avec une perte de production de 2,2 TWh ;
- la mise à l'arrêt des réacteurs de Civaux 2 (en novembre 2021), Chooz 1 (décembre 2021) et Chooz 2 (décembre 2021[3]) à la suite de la découverte d'indications de corrosion sous contrainte des circuits RIS [1] de Civaux 1 au cours de sa visite décennale. Ces arrêts fortuits ont eu un impact total de 2,5 TWh en 2021.

Concernant les arrêts de tranche, les performances restent en deçà des objectifs. Plusieurs réacteurs ont connu des dépassements supérieurs à 60 jours dont Cruas 1 (VP), Civaux 2 (VP), Gravelines 4 (VP), St Laurent B1 (VP), Golfech 2 (VP), Cattenom 2 (ASR). On notera toutefois les performances de Tricastin qui a réalisé la visite partielle du réacteur 1 avec 25 jours d'avance sur le planning initial.

Le programme de transformation Start 2025 est un plan pluri-annuel qui vise à améliorer la maîtrise industrielle des arrêts de tranche et à en améliorer durablement les performances.

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) encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible [2] 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 67 % en 2021, est en hausse par rapport à celui de 2020 (61,6 %). Il est la résultante d'un Kd de 72,9 %, en hausse par rapport à 2020 (71,9 %) et d'un Ku de 92,2 %, également en hausse par rapport à celui de 2020 (85,7 %).

Indications de corrosion sous contrainte (CSC) détectées dans plusieurs réacteurs nucléaires

À la suite de la découverte d'indications de corrosion sous contrainte des circuits RIS [1] de Civaux 1 au cours de sa visite décennale, il a été décidé la mise à l'arrêt des réacteurs de Civaux 2 (en novembre 2021), Chooz 1 (décembre 2021) et Chooz 2 (décembre 2021) [3]. Les contrôles réalisés sur ces réacteurs ont fait apparaître des indications similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de Penly (palier 1 300), des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des indications similaires sur le circuit RIS [4].

Après analyse des résultats d'examens non destructifs réalisés lors des dernières visites décennales des S6 réacteurs du parc nucléaire et les résultats des dernières expertises en laboratoire, EDF a établi une liste priorisée des réacteurs sur lesquels des contrôles seront repris :

- lors de leurs arrêts programmés : Bugey 3, Flamanville 1 et Flamanville 2
- lors d'un arrêt spécifique : Chinon 3, Cattenom 3 et Bugey 4

En outre, EDF poursuit la définition d'un plan de contrôles à l'échelle du parc nucléaire, avec l'objectif de les réaliser d'ici la fin de l'année 2022, à l'occasion d'arrêts programmés pour maintenance et renouvellement du combustible de plusieurs réacteurs du palier 1300 MW et du palier 900 MW. EDF poursuit ses études pour compléter ses connaissances sur le phénomène et a engagé le développement de nouveaux moyens de contrôle par ultrason permettant de mesurer la profondeur des fissures. EDF prévoit de contrôler ses réacteurs avec ces nouveaux moyens à compter de septembre 2022 et ce jusque fin 2023.

Les échanges techniques se poursuivent avec l'Autorité de sûreté nucléaire, qui est régulièrement tenue informée des résultats des contrôles et expertises.

À la date du dépôt de ce document, le Groupe est en attente des retours de l'instruction menée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire sur les indications de corrosions sous contrainte et les mesures correctrices envisagées.

Le programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte constitue un risque majeur en termes de production nucléaire. Il a conduit le Groupe à revoir son estimation de production nucléaire pour 2022 et 2023 [5]. A date, le Groupe n'est pas en capacité d'analyser les impacts au-delà de 2023.

Ce risque auquel le Groupe est confronté est décrit dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » au risque SA « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) ».

1.4.1.1.2.2 Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection

Les risques attachés à l'environnement, la sûreté nucléaire et la radioprotection sont décrits au chapitre 2 au risque SC "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 puis a 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« Les enjeux du nucléaire » – « Le cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » et « La déconstruction des centrales nucléaires ».

(1) Le circuit d'injection de sécurité (RIS) est un circuit de sauvegarde qui permet d'assurer le refroidissement du réacteur en cas d'accident.
(2) 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.
(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 15 décembre 2021 « Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauterie d'un circuit de sauvegarde ».
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 13 janvier 2022 « EDF actualise son estimation de production nucléaire en France pour 2022 ».
(5) Voir les communiqués de presse d'EDF des 7 et 11 février 2022.

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 à la mise en place par EDF d'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.

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 visant 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 comme notamment le Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (HCTISN) ainsi que les commissions locales d'information 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.

- À titre d'exemple, EDF réalise tous les quatre ans, pour chaque unité nucléaire [1], des évaluations globales d'excellence. Elles se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, mène des échanges avec les salariés du nucléaire. Ils 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. Les efforts déployés par EDF ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur (nombre divisé par quatre en une vingtaine d'années). En 2021, ils se sont élevés à 27 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. 515 inspections dont 26 nationales ont eu lieu en 2021 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF (463 en 2020 dont 6 nationales) ;
  - un processus de réexamen périodique (décennal) afin de renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires 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. A 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 réglementaire 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 peut fixer à l'exploitant des prescriptions complémentaires. Voir dans la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France » le cadre réglementaire sur l'ASN. Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales. Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ».
- À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :
  - les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique) sont effectuées à la demande de l'État français. Ils ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En 2021, 2 OSART ont été réalisées (Paluel, Belleville) ;
  - les visites internationales « revues de pairs » (*peer reviews*) menées par la WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF. Elles portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. En 2021, il y a eu 2 missions de *Follow Up* [2] (Bugey, Dampierre) et 5 *peer reviews* (Chinon, Flamanville, Cattenom, Saint-Alban, Blayais).

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 préfectures. En 2021, 14 exercices d'ampleur nationale ont été organisés dont 1 en appui des exploitants CGN (Chine) et 1 avec ESKOM (RSA).

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 par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la 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.

(1) Il s'agit des CNPE, Centres nucléaires de production d'électricité.
(2) Les missions de *follow-up* sont des missions de suivi des recommandations émises dans le cadre des missions de revues par les pairs (et inscrites dans un rapport de mission).

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 évènements significatifs pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement. Chaque évènement 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, afin 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 évènements significatifs doivent être déclarés à l'ASN par les exploitants nucléaires ou les transporteurs, au plus tard sous 48 heures ouvrées, avec une proposition de classement sur l'échelle INES [1] (échelle 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, parmi l'ensemble des événements significatifs qui surviennent, 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 2021, EDF a déclaré en France 752 événements significatifs pour la sûreté (ESS), en amélioration par rapport aux 745 ESS de 2020. Aucun ESS de niveau 2 sur l'échelle INES (1 en 2020) et 79 ESS niveau 1 sur l'échelle INES (91 en 2020) ont été déclarés.

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 et même jusqu'à 24 mois pour les postes clefs (Ingénieur sûreté, opérateur, ...), chaque salarié doit suivre des recyclages obligatoires de fréquence annuelle, biannuelle ou trisannuelle en fonction des métiers et des domaines.

Les résultats 2021 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 [2].

La radioprotection

La mobilisation des différents acteurs permet de poursuivre la dynamique d'amélioration de la dosimétrie (propreté des installations, respect du temps/distance, améliorations des matériaux, optimisation de l'installation d'écrans de plomb etc.). Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2021, la dose collective moyenne est de 0,71 homme-sievert par réacteur. La dose individuelle moyenne (EDF plus prestataires) reste inférieure à 1 mSv (0,96 mSv). La dose horaire sur l'année a été stable, et reste la 2e valeur la plus basse atteinte sur le parc avec 5,8 µSv par heure travaillée en zone contrôlée.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective parallèlement à un volume de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation en augmentation. EDF souhaite en outre continuer à diminuer les expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire. Elle est fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier. Ainsi tout au long de l'année 2021, et sur 12 mois glissants, aucun intervenant (salariés d'EDF et des entreprises prestataires) n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort portera de préférence sur l'assainissement des circuits.

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 les rayonnements, régie par le Code de la santé publique, repose 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 à 1 mSv la limite d'exposition du public à ne pas dépasser.

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.

1.4.1.1.2.3 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.

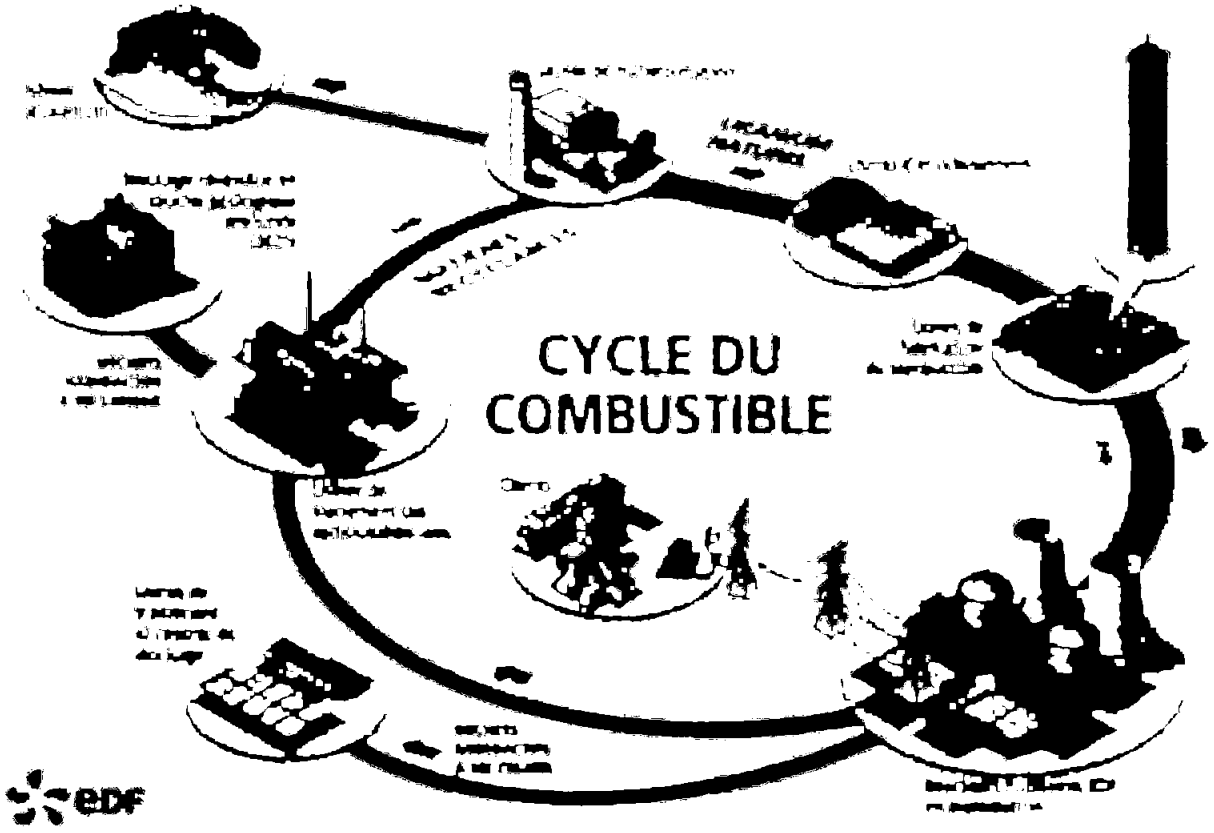
Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle comprend l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- 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 ;
- 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 coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8). Les transformations en produits plus élaborés sont confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, enrichissement et fabrication). EDF assure les opérations de cœur de cycle. EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

(1) *International Nuclear Event Scale*

(2) Par exemple pour le rapport 2020 : https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/nucleaire/remotes%20a%27information/rapport-2020-fr-v08b-web.pdf



L'amont du cycle

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF 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 du portefeuille d'approvisionnement en uranium naturel 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. De ce fait, les effets des variations des prix de marché de l'uranium naturel sur les coûts d'approvisionnement sont atténués. Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couverture du risque de change sur ses approvisionnements en uranium.

EDF est attentif à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière afin de contribuer à une démarche globale de progrès dans ce secteur. Depuis 2014, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec la WNA (*World Nuclear Association*). Voir la section 3.4.2.3.4 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

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, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

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 a 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 premiers chargements d'assemblages sont prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation de modifications techniques et de l'obtention des autorisations nécessaires de la part de l'Autorité de sûreté. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs concernés en 2018. Dans l'attente de la reprise effective de la filière, l'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable.

L'exploitation sur 50 ans du palier 1 300 MWe [1] qui s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'Uranium de Retraitement Enrichi dans les réacteurs 1 300 MWe, et l'atteinte des jalons industriels significatifs de la reprise de la filière (notamment la mise en service de l'usine de vitrification des résidus de TENEX sur le second semestre 2021) permettent de confirmer que l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière sont dorénavant remplies.

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 principal est Westinghouse.

L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point (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.

(1) Traduite dans les comptes au 30 juin 2021.

L'aval du cycle

Les risques associés à l'aval du cycle sont décrits au chapitre 2 Risque 5B - "Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés" et au Risque 5D "Maîtrise du cycle du combustible".

Cadre réglementaire

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets issus de ce traitement sans transfert possible. En tant que de temps où la qualité de producteur desdits déchets. Orano est chargé du traitement des combustibles usés et l'ANDRA 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 art des L. 541-1 et suivants du Code de l'environnement.

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

En matière de cycle du combustible, 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, et notamment du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (principe de « l'égalité des flux »). Les capacités de recyclage des tranches nucléaires du parc français conduisent à traiter environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an.

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales, puis dans celles de l'usine de traitement d'Orano à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur une échelle de temps séculaire. Une dizaine d'années après leur déchargement du réacteur, les combustibles usés à l'uranium naturel enrichi sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. EDF et Orano ont signé en février 2016 un contrat d'application couvrant la période 2016-2023 ainsi que les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés.

En complément, 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 combustible usé de grande capacité. Avec une durée prévisionnelle d'exploitation 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 [1]. Cet entreposage est effectué dans l'attente d'un multirecyclage dans les réacteurs à eau sous pression de 3e 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 [2] (du 17 avril au 25 septembre 2019). Le ministère de la Transition écologique et l'ASN ont publié leurs conclusions le 21 février 2020 en actant notamment *« 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 engagé le processus de consultation du public pour une implantation à La Hague (Manche), dans le périmètre du site d'Orano. En effet, le 3 mars 2021, la CNDP, saisie par EDF début 2021, a décidé que le projet ferait l'objet d'une concertation préalable qui a débuté le 22 novembre 2021. Faisant suite à une proposition d'EDF, la CNDP a décidé de suspendre la concertation préalable le 3 février 2022 sur son site Internet (debatpublic.fr), afin de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées au cours de la concertation, et de disposer du temps nécessaire à leur mise en place. Cette décision s'inscrit dans la démarche entreprise par EDF qui vise à renforcer le dialogue ouvert avec les citoyens, les élus et les associations sur le projet. La concertation préalable reprendra le 20 juin 2022 jusqu'au 8 juillet 2022, après les périodes électorales, selon des modalités qui seront précisées au printemps 2022. Cette concertation est un préalable au dépôt par EDF d'une demande d'autorisation de création de l'installation en vue d'une mise en service de l'installation en 2034.

Le coût de construction de l'installation, évalué à 1,25 milliard d'euros$_{2020}$, est compris dans la trajectoire financière du Grand Carénage.

Afin de conserver des marges de manœuvre dans l'entreposage du combustible usé, Orano, à la demande d'EDF, développe une technique lui permettant de densifier ses piscines existantes à La Hague et, pour la première fois en France, il étudie la possibilité d'entreposer du combustible usé à sec. Le dossier d'options de sûreté portant sur le projet de densification des piscines de la Hague a été expertisé par l'IRSN [3] qui, dans son avis rendu le 28 mai 2021, considère que les options de sûreté retenues pour ce projet sont convenables. Les scénarios d'entreposage à sec et de densification font l'objet de provision.

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 : des déchets HA (Haute Activité) aux déchets TFA (Très Faible Activité) en passant par les déchets FA (Faible Activité) et MA (Moyenne Activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période d'activité dépasse 31 ans.

Déchets de Haute Activité (HA) et de de Moyenne Activité à Vie longue (MAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HA qui assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. À titre d'illustration l'ensemble des déchets HA ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel, représente un volume d'environ 9 300 mètres cubes (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère donc environ 3 mètres cubes de déchets HA).

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Des déchets MAVL sont aussi issus de certaines opérations d'exploitation, de maintenance et du démantèlement. À titre d'illustration, le volume total des déchets MAVL, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement des installations arrêtées, dont les réacteurs Uranium Naturel-Graphite-Gaz et ceux issus du parc REP actuel, en prenant en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales et les opérations de démantèlement, représente environ 37 000 mètres cubes. En comparaison aux déchets HA, ils dégagent moins de chaleur, et se prêtent de ce fait plus rapidement à une mise en stockage.

- **Le projet Cigéo**

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 dans l'attente du stockage en couche géologique profonde, actuellement prévu dans le projet du Centre industriel de stockage géologique (Cigéo) de l'ANDRA. 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, jusqu'à leur démantèlement, dont ceux issus du traitement des combustibles usés utilisés dans les centrales nucléaires. Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu, par la loi 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.

Il est prévu que ce centre soit implanté dans l'est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne. 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, situées 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.

(1) Piscine d'entreposage de combustible de la centrale de Creys-Malville.
(2) Commission nationale du débat public.
(3) IRSN : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire.

Le planning de référence de l'ANDRA prévoit, à l'horizon 2030, une phase industrielle pilote, puis le début de la chronique de livraison des premiers déchets (les producteurs ont en référence, à date, une réception des premiers colis de déchets en 2031). Il est à noter qu'un éventuel décalage de cette date de quelques années n'aurait pas d'impact significatif ni sur la capacité d'EDF à entreposer les déchets concernés en amont, ni sur la valeur actualisée des montants financiers à provisionner.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le dossier d'options de sûreté de Cigéo. L'ASN a estimé que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Il convient de 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. Le groupe d'expert mandaté par la DGEC en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes 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 d'ores et déjà en cours sur ce sujet.

La revue de conception détaillée, organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants, 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 dans le cadre de la préparation du dépôt de cette demande.

Le dossier associé à la demande de déclaration d'utilité publique a été déposé par l'ANDRA auprès des pouvoirs publics en août 2020. L'avis du 13 janvier 2021 de l'Autorité environnementale souligne le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Il émet une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique. La contre-expertise de l'Évaluation Socio-Économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) a donné lieu à un avis favorable *« tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport »*, soulignant que *« le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires »*. L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, avec un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Plus tôt dans l'année 2021, la Conférence de citoyens sur la phase pilote organisée par l'ANDRA entre mai et juillet a émis un « Avis citoyen ». Deux consultations en ligne du public ont eu lieu sur la gouvernance et la phase pilote de mai à septembre.

Concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 opère notamment une modification de la taxation des INB telle que fixée par l'article 43 de la loi de finances pour 2020. En particulier, il prévoit une modification du mode de calcul de la taxe de stockage des déchets de haute activité et moyenne activité à vie longue par la suppression des fourchettes minimale et maximale (S-50) du coefficient multiplicateur. Ces dispositions législatives restent encore à préciser par décret en Conseil d'État.

- **ICEDA**

Les déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion du combustible) et de la déconstruction des centrales sont conditionnés et entreposés à ICEDA. Située sur le site de Bugey, l'installation a été mise en service en 2020 et a accueilli ses premiers déchets. La décision ASN approuvant et encadrant le conditionnement à ICEDA des déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) en colis C1PG[3] a été reçue le 19 juillet 2021. Le premier colis C1PG[3] contenant des déchets activés provenant de Chooz-A a été bouché le 21 septembre 2021. La première campagne de conditionnement de déchets (issus de Chooz-A et Fessenheim) s'est tenue en décembre 2021.

Déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir ci-après la section « La déconstruction des centrales nucléaires »). L'ANDRA a transmis, pour avis à l'ASN, en juillet 2015 un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage sur un site situé dans la région de Soulaines dans l'Aube. Actuellement, les travaux se poursuivent, dans le cadre du PNGMDR [2] pour identifier les déchets qui pourraient y être accueillis. Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus finement l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis des gains significatifs qui permettent de réinterroger la possibilité de stocker une partie du graphite (notamment celui du réacteur de Chinon A2) dans le centre de surface existant.

L'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020 sur les études relatives à la gestion des déchets FAVL rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018, ainsi que les orientations proposées par les maîtres d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5e édition du plan, proposent un calendrier précis sur les prochaines étapes qui permettront de consolider la stratégie de gestion de ces déchets particuliers.

Elles fixent à l'horizon 2023 :

- la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence qui seront présentés au groupe de travail (GT) PNGMDR [2]. Ils permettront de mettre en exergue les options de gestion envisageables, y compris via le recours à des options déjà existantes comme le centre de stockage de l'Aube, les stockages décentralisés, le Cires (centre de stockage des déchets TFA) ainsi que les besoins de concepts complémentaires ;
- la production d'un dossier par l'ANDRA (d'un niveau de maturité correspondant à un avant-projet sommaire) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines, à partir d'un inventaire de déchets que l'ANDRA proposera. Pour l'élaboration de ce dossier, l'Andra tiendra compte de la possibilité d'échelonner la construction de ce stockage par la construction de modules indépendants, adaptés à chaque typologie de déchets, avec une mise en œuvre par campagnes adaptées aux différentes familles de déchets.
- Elles indiquent également que si, en application de ce schéma de gestion, de nouveaux sites de stockage devaient être envisagés, l'ANDRA lancera une démarche de recherche de sites et des études de faisabilité, puis de conception, pour ces sites. Si cette option de gestion est confirmée, s'agissant du site de stockage de la communauté de communes de Vendeuvre-Soulaines, l'Andra remettra un dossier d'options de sûreté pour le déploiement d'un stockage de déchets FAVL, d'un niveau de maturité correspondant à un avant-projet détaillé, à une date fixée par la prochaine édition du PNGMDR.

Si cette démarche ne donne pas encore de visibilité précise sur la date de disponibilité des exutoires, elle permettra en 2022-2023 de disposer des éléments de l'ANDRA concernant les solutions de gestion envisageables et de les mettre en œuvre à un horizon de temps compatible avec la date d'extraction des briques graphite des réacteurs, avec le maintien de deux options principales pour le graphite de la tête de série de Chinon A2 (TTS) (FAVL ou CSA). Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour les premiers emplacements graphite de Chinon A2 extraits à l'horizon 2040 est un stockage au CSA. Il a également été pris en compte le risque de construction d'un entreposage temporaire sur Chinon. L'ensemble des provisions couvre également un scénario de stockage direct dans un stockage FAVL de subsurface modulaire.

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.) et de leur déconstruction (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ils sont stockés en surface dans les centres de stockage de Soulaines et Morvilliers dans l'Aube exploités par l'ANDRA.

Dans un objectif de réduction des 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). 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 et d'asseoir le développement des activités du Groupe, en interne et externe, en matière de traitement des déchets et de démantèlement. À cet effet, 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 Engeneering), et pour le démantèlement des réacteurs graphite (Graphitech). En 2020, Cyclife SAS a acquis également 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 a été signé le contrat d'acquisition par Cyclife SAS de la société d'ingénierie Aquila au Royaume-Uni. Cette nouvelle acquisition permet ainsi de renforcer la position de Cyclife en Angleterre sur le secteur de l'ingénierie nucléaire.

Le 30 novembre 2021, EDF a par ailleurs annoncé la prochaine création d'une nouvelle filiale dans le domaine de la gestion des déchets, co-détenue à 50 % par Cyclife SAS et Asteralis. Cette filiale, Waste2Glass, a pour objectif de développer de nouvelles filières de gestion de déchets par vitrification basée sur les procédés Geomelt et MVS détenus par Véolia.

(1) Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
(2) Le groupe de travail PNGMDR comprend notamment des associations de protection de l'environnement, des représentants d'élus et des autorités d'évaluation et de contrôle, aux côtés des producteurs de déchets (Orano, EDF, CEA essentiellement) et de l'ANDRA.
(3) Société codétenue par EDF et Veolia.

Par ailleurs, 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, plusieurs projets de textes réglementaires permettant la valorisation des métaux TFA ont fait l'objet d'une consultation du public qui s'est déroulée du 4 janvier au 4 février 2021 puis d'avis favorables du Conseil supérieur de prévention des risques technologiques (CSPRT) et de l'ASN. Le 15 février 2022, le décret définissant les catégories de substances éligibles à une valorisation et l'arrêté fixant les modalités de demande de dérogation nécessaire à la valorisation de ces substances ont été publiés. Dans ce contexte, EDF poursuit les études engagées en vue de construire une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, en France et à l'étranger. 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, avec une implantation envisagée sur le site de Fessenheim.

Enfin, EDF mène des activités de R&D en propre, et avec un réseau de partenaires (exploitants nucléaires, industriels, TPE/PME, acteurs institutionnels et académiques), sur les deux thématiques de la gestion des déchets radioactifs et de la déconstruction. *Leader* reconnu sur ces domaines, EDF participe à sept projets européens. L'objectif est d'augmenter la performance des projets de gestion des déchets et de démantèlement, de développer son expertise et de 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. Voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 à la section 6.1.

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

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie notamment sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant la poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation après 40 ans ;
- la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, notamment par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon ;
- la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence.

Le 10 février 2022 [1], EDF et GE ont annoncé la signature d'un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power. L'opération envisagée porterait sur les équipements d'îlots conventionnels de GE Steam Power pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que sur la maintenance et les mises à niveau des centrales nucléaires existantes (hors continent américain). Compte-tenu du contexte lié au conflit ukrainien, voir également la section 2.2 "Risques auxquels le Groupe est exposé".

La poursuite du fonctionnement des tranches en exploitation après 40 ans

Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consécutives à l'accident de Fukushima

Le 15 septembre 2011, suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, EDF a remis à l'ASN, sur sa demande, un rapport d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour chacun de ses 19 sites de production nucléaire, englobant les réacteurs en exploitation et ceux en construction.

La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur un principe d'amélioration continue. Les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales. Elles tirent les enseignements des incidents et accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction, à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de sûreté.

Ainsi, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves.

Ces évaluations ont également amené à rechercher si certaines modifications des scénarios envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, conduiraient à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise »).

Elles ont enfin amené à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens périodiques, pratiqués en France depuis la fin des années 1980. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté, afin d'élever encore le niveau de sûreté des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'*« à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles »*. Dans le même temps, l'ASN considère que *« la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes »*.

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir la section 1.4.1.1.2.2 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »). Le « noyau dur » est constitué de structures, systèmes et composants de la centrale robustes dans des situations étudiées dans le cadre des ECS. Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de 600 prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'actions post-Fukushima. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise résistant à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra notamment comprendre, pour chaque tranche, des moyens électriques « bunkerisés ».

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

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 (« référentiel de sûreté »).

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu, d'une part, de l'investissement important réalisé lors des troisièmes visites décennales ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et d'autre part des besoins énergétiques de la France. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de R&D. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

La poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel doit permettre, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté nucléaire, de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue.

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 MW 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 REP 900 MW en France (hors Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF pour chacune des tranches nucléaires concernées.

Cet allongement s'appuyait sur la capacité technique des installations du parc REP 900 MW à fonctionner 50 ans au moins, confortée par les *benchmarks* internationaux, ainsi que sur les investissements progressivement engagés dans le cadre du programme « Grand Carénage ». Ces investissements ont pour objectif de permettre au palier REP 900 MW d'atteindre un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR et parmi les plus élevés au plan international à l'issue de la quatrième visite décennale (VD4).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 10 février 2022 « EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power ».

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW au-delà de leur quatrième réexamen périodique. 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 »*.

Tricastin 1 est la première tranche du palier 900 MW à avoir réalisé sa VD4 avec succès en 2019. Les enseignements tirés de la VD4 de Tricastin 1 ont été déployés sur les VD4 de Bugey, Gravelines et Dampierre. 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.

Le Président de la République a annoncé, lors de son discours du 10 février 2022 sur le site de General Electric Steam Power 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 »*

Le Président de la Républ que a également précisé à cette occasion 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 de durée de vie.

En 2021, le processus d'instruct on de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MW a été engagé avec l'ASN. La tête de série (TTS) est prévue à Paluel en 2026. De même l'instruction du passage des 30 ans du palier 1 450 MW a été initiée avec une TTS prévue en 2029. Ces 2 instructions ont fait l'objet d'un retour d'expérience partagé entre l'ASN, l'IRSN et EDF pour bénéficier de l'instruction réalisée sur le palier 900 MW.

La standardisation et l'industrialisation des sujets d'instruction entre les différents paliers permettent d'améliorer la capacité à déployer des solutions techniques identiques et éprouvées, et de mieux ass'miler pour l'exploitant ces mises à niveau conséquentes sur les installations. L'analyse des impacts sociaux, organisationnels et humains est un sujet à part entière du dossier des réexamens pér od'ques.

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 REP 1 300 MW (voir note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021). Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.

La durée d'amortissement du palier 1 450 MW est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies. Son allongement ultérieur reste un objectif industriel du Groupe.

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 », destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement. 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 ainsi que des procédures spécifiques liées au fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

Coût du programme

Le montant initial du programme était de 55 milliards d'euros$_{2015}$ (soit 60 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement [1], recouvrant à la fois, sur le parc nucléaire existant, les investissements de maintenance courante et ceux nécessaires à la prolongation de la durée de fonctionnement (remplacement des générateurs de vapeur, VD4 900, VD3 1300).

Les travaux d'optimisation conduits ensuite (réduction et reports) ont permis de réviser à la baisse l'enveloppe initiale sur la période 2014-2025 à environ 45 milliards d'euros$_{2015}$ (soit 48 milliards d'euros courants). Cette révision a été obtenue notamment grâce aux efforts permanents d'optimisation des solutions techniques retenues et des stratégies de remplacements de composants, et à la plus grande finesse de leur déploiement intégrant les capacités du tissu industriel. Il a également été tenu compte de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim en 2020.

En 2020, EDF a réajusté le coût du programme « Grand Carénage » sur la période 2014-2025 à 49,4 milliards d'euros courants [2]. Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux complémentaires à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW qui s'est achevé avec la décision rendue par l'ASN le 23 février 2021. Elle résulte d'études, de modifications et d'équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intègre également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 sur la période 2020-2022 [3].

L'estimation du coût du programme fait l'objet de mises à jour régulières et s'établit à date à 50,2 milliards d'euros courants (+ 0,8 milliard d'euros par rapport au chiffrage ajusté en 2020 de 49,4 milliards d'euros) [4] pour prendre en compte notamment des études et travaux supplémentaires.

La nouvelle feuille de route du projet Grand Carénage pour la période post 2025, incluant notamment la prise en compte des coûts relatifs aux VD5 du palier 900, est en cours.

Point d'étape à fin 2021

- Le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit : 150 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés soit 86 % du programme.
- 27 tranches du palier 900 MW sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur. Début 2022, celui de Gravelines 6 était en cours de réalisation.
- L'ensemble des 56 Diesels d'Ultime Secours ont été mis en exploitation, le dernier (Paluel 1) ayant été mis en service en février 2021.

Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025. Les dépenses d'investissement resteront donc élevées au-delà de cette date.

C – Les enjeux liés à la déconstruction des centrales

EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales et des autres installations nucléaires dont il est exploitant [5]. EDF s'est organisé pour assurer, au travers du processus de déconstruction, la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des 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 autres que le démantèlement.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2016 est une déconstruction sans période intermédiaire d'attente pour décroissance radioactive, en conformité 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 à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II

(1) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et mutualisent, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global, tel que présenté par la Cour des comptes, proche de 100 milliards d'euros pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros$_{2015}$. Au sein des 74,73 milliards d'euros$_{2015}$ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros$_{2015}$ sont dédiés à la période 2014-2025, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des comptes.

(2) Voir le communiqué de presse du 29 octobre 2020 « EDF réajuste le coût du programme Grand Carénage »

(3) Ceci n'intègre donc pas de nouvelles mesures éventuelles de confinement ou autres mesures restrictives sur l'activité.

(4) Hors réparations qui seraient rendues nécessaires au titre des indications constatées sur les circuits secondaires sous contrainte identifiées sur les centrales de Chooz, Civaux et Penly. Voir les communiqués de presse d'EDF du 15 décembre 2021 « Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauterie d'un circuit de sauvegarde » et du 13 janvier 2022 « EDF actualise son estimation de production nucléaire en France pour 2022 ».

(5) BCOT (Base chaude opérationnelle du Tricastin), Sites de Saint Laurent, ICEDA

de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (voir art. de L. 593-25 du Code de l'environnement).

Le processus réglementaire du démantèlement se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date prévue et assortie des informations préparatoires au démantèlement prévues ;
- une demande de démantèlement, déposée dans les trois ans après la déclaration d'arrêt définitif, comportant, après instruction par les autorités et une enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement de l'installation ;
- des points d'étape avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux différentes phases de démantèlement ;
- enfin, une fois les opérations terminées et l'état final vérifié, le « déclassement » de l'installation la retirant définitivement du régime juridique des installations nucléaires de base.

Les centrales à l'arrêt définitif concernées sont un réacteur à eau lourde (REL) Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides (RNR) Superphenix ; les six réacteurs de la filière Uranium Naturel – Graphite Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon et les trois réacteurs à eau pressurisée (REP) : un à Chooz A et ceux du site de Fessenheim.

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 de 15 ans pour le démantèlement des Réacteurs à Eau sous Pression.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF historiquement mises à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets non radioactifs, et aucun déchet de Haute Activité. Les 20 % restants correspondent à des déchets de Très Faible à Moyenne Activité, dont environ 2 % de déchets à vie longue nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage pour déchets de type FAVL et MAVL. La déconstruction des 2 réacteurs de Fessenheim arrêtés en 2020 produira 380 000 tonnes de déchets dont 95 % de déchets non radioactifs.

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

Dans le dispositif de la prise en charge des déchets issus de la déconstruction, il reste à mettre en place le centre de stockage des déchets FAVL. Voir dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire » le paragraphe consacré aux déchets FAVL. Par ailleurs, le nouveau calendrier de déconstruction des centrales UNGG prévoit la construction d'un entreposage pour les chemises [1] 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 58 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.

En 2019, la découpe sous eau des internes de la cuve [2] s'est déroulée conformément au planning. Pendant la crise sanitaire de 2020, l'arrêt du chantier, couplé à des difficultés d'exploitation du fait du confinement, a entraîné un aléa majeur de turbidité de l'eau [3] de la piscine, avec de forts impacts sur la fin du chantier. La découpe des internes de la cuve s'est terminée fin février 2021. La découpe de la cuve débutera en 2023 après vidange et nettoyage de la piscine, ainsi que la découpe des premiers éléments de la tuyauterie du circuit primaire.

Après une lettre d'intérêt envoyée par le CNRS en septembre 2021, un *Memorandum of Understanding* (MoU) devrait être signé avec la Direction du CNRS début 2022. Il porte sur le projet de réutilisation des cavernes pour la recherche sur les neutrinos dans le cadre du projet « SuperChooz ».

Creys Malville : après la mise en eau de la cuve de Creys-Malville, fin 2017, le démantèlement s'est poursuivi. En 2020 et 2021, les deux premiers bouchons ont été découpés (opérations téléopérées) et la découpe du dernier bouchon de couvercle est en cours. Il sera ensuite extrait, libérant ainsi l'accès aux équipements internes de la cuve en vue de leur démantèlement (2022-2026).

Brennilis : EDF est devenu entièrement responsable de la déconstruction de cette installation en lieu et place du CEA [4]. La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret autorisant le démantèlement partiel a été finalisée à fin 2020. Le radier de la station de traitement des effluents est démoli et les terres excavées. Suite aux contrôles finaux, les actions de déclassement total de cette zone seront finalisées en 2022. Parallèlement, l'instruction du dossier de démantèlement [5] en vue de la publication d'un décret de démantèlement complet (permettant le démantèlement du bloc réacteur proprement dit) se poursuit avec la remise d'un avis satisfaisant, sans recommandation, du groupe permanent sur le dossier déposé, et avec l'enquête publique initiée le 15 novembre 2021 pour une durée de 7 semaines. Au 17 janvier 2022, la Commission Locale d'Information (CLI) de Brennilis a émis un avis favorable sur le dossier proposé. De plus, la commission d'enquête désignée par le tribunal administratif de Rennes pour la conduite de l'enquête publique a par ailleurs également émis un avis favorable le 2 mars 2022.

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. Ce choix, ainsi que le nouveau séquencement des opérations proposé, tenait compte des résultats des études d'avant-projet menées sur la période 2013-2015. Elles se traduisent par un allongement des opérations relatives au démantèlement du caisson réacteur (environ 25 ans au lieu d'une dizaine initialement prévue) avec la réalisation d'essais dans le Démonstrateur Industriel Graphite (DIG), puis la réalisation du démantèlement complet d'une tête de série (Chinon A2) avant le démantèlement complet des cinq autres tranches. 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.

Ce scénario a conduit à envisager une première sortie du graphite du premier réacteur UNGG à l'horizon 2044 et repousse le besoin d'un exutoire pour les autres déchets de graphite à l'horizon 2070.

Les décisions de l'ASN parues le 17 mars 2020 fixent un cadre prescriptif pour les opérations et dossiers qui doivent être réalisés dans les 5 à 7 prochaines années sur chacun des sites. À la différence des projets de décisions précités soumis à la consultation du public, elles renvoient la question du planning des opérations à l'instruction des dossiers de démantèlement.

Dans le courrier d'accompagnement de ces décisions, l'ASN estime cependant 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 ré-interrogation périodique du planning sur la base des résultats obtenus sur le démonstrateur industriel et sur le premier réacteur.

EDF, en lien avec sa filiale Graphitech, travaille sur des pistes d'optimisation de planning. Elles devraient permettre d'intégrer dans les dossiers remis fin 2022 un planning proche de celui du projet de décision soumis à la consultation du public (démantèlement des réacteurs hors TTS à partir de 2055). En cohérence avec ces travaux, et en l'absence d'éléments nouveaux suite aux essais sur le démonstrateur industriel et aux premières opérations réelles, l'estimation des provisions à fin décembre 2020 n'a pas fait l'objet d'une réévaluation en 2021.

Le 27 décembre 2021, suite à l'analyse des rapports de conclusion de réexamen périodique des réacteurs UNGG transmis par EDF, l'ASN a indiqué dans un communiqué ne pas avoir d'objection à la poursuite des opérations de démantèlement ou de préparation au démantèlement de ces réacteurs.

Le 20 novembre 2020 s'est clôturée une démarche exploratoire de l'ASN visant à contrôler la maturité d'EDF sur le pilotage des projets complexes. Les projets DIG et Chinon A2 ont ainsi fait l'objet d'une inspection par une équipe regroupant l'ASN, l'IRSN et la DGEC. La lettre de suite ASN émise le 21 mai 2021 confirme les points forts et les voies d'amélioration présentées lors de la restitution à chaud. La réponse de EDF est due sous 12 mois (mai 2022).

(1) 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 entourent l'élément combustible.
(2) Les équipements dits « internes » comprennent tous les matériels situés à l'intérieur de la cuve, à l'exception des assemblages combustible eux-mêmes, des grappes de contrôle de réactivité et de l'instrumentation du cœur.
(3) Eau troublée par des matières en suspension.
(4) Décret n° 2000-233 du 19 septembre 2000.
(5) Déposé en 2018.

Par ailleurs, les travaux de construction du DIG sont terminés, le bâtiment a été réceptionné en fin d'année 2021.

Fessenheim : l'article L. 311-5-5 du Code de l'énergie introduit par la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 plafonne à 63,2 GW la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire installée en France obligeant ainsi EDF à prendre toutes les dispositions nécessaires pour procéder à la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim.

EDF a adressé le 27 septembre 2019 au ministre de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de Fessenheim et, le 30 septembre 2019, la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter cette centrale. Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et EDF du protocole d'indemnisation fixant d'une part, les chefs de préjudice ouvrant droit à indemnisation et d'autre part, déterminant les conditions de leur indemnisation. Conformément au décret du 18 février 2020 portant abrogation de cette autorisation, les réacteurs n° 1 et n° 2 ont été respectivement définitivement arrêtés le 22 février 2020 et le 30 juin de la même année.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses liées à la fermeture de la centrale (dépenses de post-exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement et de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale ;
- de versements ultérieurs correspondant à l'éventuel manque à gagner, c'est-à-dire les bénéfices 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.

L'État a décidé de procéder au versement de la totalité de la part fixe dont le montant a été évalué à 370 millions d'euros. Ce montant pourra, le cas échéant, être réajusté en fonction des dépenses de post-exploitation, des taxes INB, et des coûts de reconversion du personnel effectivement constatés.

EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale pourrait, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de ses droits contractuels sur la capacité de production de la centrale. La société suisse CNP (Centrales Nucléaires en Participations SA) a, quant à elle, décidé de mettre fin au contrat de partenariat. EDF ayant pris acte de cette décision, le contrat de partenariat entre EDF et CNP a pris fin le 31 décembre 2017.

Le dossier de démantèlement a été déposé en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'Autorité de sûreté nucléaire, avec pour objectif l'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement en 2025 qui marquera le début de la phase de démantèlement. Fin 2020, le projet « PREDEM Fessenheim » a été mis en place afin de coordonner toutes les opérations de fin d'exploitation (condamnation et dépose de certains matériels et fonctions supports, évacuation du combustible, décontamination des circuits primaires...). À fin 2021, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel, avec notamment la fin de l'évacuation du combustible de la tranche 1 et l'évacuation vers Cyclife Sweden des parties supérieures des 6 générateurs de vapeurs usés. Début 2022, la MSNR et l'ASN ont accusé réception du dossier de Démantèlement de Fessenheim « indice B », transmis le 23 décembre 2021 en réception au courrier MSNR du 4 août 2021, ce qui marque la reprise de son instruction.

En outre, les études d'ingénieries sur le démantèlement de Fessenheim se sont poursuivies, afin que les conclusions des avant-projets sommaires réalisés sur les activités préparatoires, sur les travaux de déconstruction, et sur l'adéquation des filières de traitement de l'ensemble pour les déchets nucléaires viennent alimenter la référence du devis déconstruction du parc REP.

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.

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. Voir dans la section 6.1, la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021. Les opérations de démantèlement visent à remettre les sites en état et à permettre une réutilisation des terrains pour un usage industriel.

Par ailleurs, des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (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 2021). 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 (voir dans la section 6.1, la note annexe aux comptes consolidés 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF »).

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 Superphenix, Brennilis et les 6 réacteurs UNGG. Le rapport d'audit définitif a été remis à la partie auditée 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 de 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.

1.4.1.1.3 Projets « Nouveau Nucléaire »

Concernant les risques associés à ces projets, se reporter à la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – « 4A – 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 EPR (*European Pressurized water Reactor*) de Flamanville 3.

Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et autorisations administratives

Le dossier de demande de mise en service, déposé en mars 2015, a fait l'objet d'une première instruction et a été mis à jour en juin 2017. Un dossier d'amendement de ce dossier a été transmis en avril 2019. EDF a déposé auprès de l'ASN le 4 juin 2021 une demande d'autorisation de mise en service actualisée.

Dans ce cadre, le projet doit être soumis à une évaluation environnementale sur la base de l'étude d'impact environnemental mise à jour. Il s'agit d'une nouvelle démarche réglementaire liée à une évolution du Code de l'environnement. L'Autorité environnementale a été saisie par l'ASN début septembre 2021 et a remis son avis le 22 décembre 2021. Elle demande que le dossier, rédigé à partir d'une étude d'impact réalisée par EDF ciblant l'autorisation de mise en service future, 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.

Le 8 octobre 2020, l'ASN a 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). L'ASN a également autorisé l'utilisation de gaz radioactifs pour réaliser des essais d'efficacité de certains dispositifs de filtration. En complément, le Haut Fonctionnaire de Défense et de Sécurité (HFDS) a autorisé le 15 octobre 2020, au titre du Code de la défense, la détention, l'utilisation et le transfert de matières nucléaires sur le site.

Les premiers assemblages de combustibles ont été livrés sur site le 26 octobre 2020. Les 245 assemblages de combustibles nécessaires au chargement (241 assemblages pour le premier cœur, 4 assemblages pour la réserve) ont été réceptionnés à la fin du 1er semestre 2021. La première inspection réglementaire du combustible (Furatom) a été réalisée fin août 2021.

Le délai maximum de mise en service prévu dans le Décret d'Autorisation de Création a été porté au 11 avril 2024, par décret du 25 mars 2020, pour tenir compte de la réparation des soudures du circuit secondaire principal tout en conservant une flexibilité.

EDF a soumis, le 7 avril 2021, une demande d'autorisation d'exploiter dans le respect du délai de 18 mois avant chargement du combustible exigé par le Code de l'énergie. Le dossier déposé permet d'assurer la prise en compte des orientations de la politique énergétique nationale (notamment le respect du plafond de 63,2 GWe d'origine nucléaire). EDF a reçu cette autorisation d'exploiter le 30 août 2021, par arrêté délivré par le ministre de la Transition écologique.

Avancement de la réalisation sur site

L'année 2021 a notamment été marquée par les réalisations suivantes :

- l'atteinte des critères de dépression de l'espace entre enceinte ;
- la réception et l'entreposage en piscine du bâtiment combustible de la totalité des assemblages de combustibles nécessaires au premier chargement ;
- la remise à niveau, avant traitement thermique de détensionnement, des 8 soudures de traversée de l'enceinte de confinement par les tuyauteries vapeur du circuit secondaire principal ;
- le transfert à l'exploitant du Contrôle Commande Standard ;
- la mise en service du laboratoire chaud commun aux 3 tranches de Flamanville ;
- la poursuite des finitions (90 % des finitions sont désormais terminées dans le bâtiment réacteur, en salle des machines, et dans les locaux diesels).

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 1er 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 ;
- la mise en service du couvercle de cuve, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

Le projet est centré sur le remplacement du couvercle de cuve d'ici fin 2024. L'approvisionnement d'un nouveau couvercle équipé a été demandé à Framatome.

Par conséquent, les coûts engagés pour la fabrication de ce couvercle de substitution ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF, AREVA SA, AREVA NP et Framatome. Le Tribunal arbitral a remis sa décision le 30 juin 2021 et a rejeté les demandes d'EDF. Il considère que Framatome n'est pas tenu d'indemniser EDF du préjudice résultant de l'obligation de remplacer le couvercle de cuve.

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 VVP).

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[3] 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[4]. Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

Soudures de traversée

EDF a engagé, au deuxième trimestre 2018, un nouveau contrôle de l'ensemble des soudures concernées du circuit secondaire principal. Pour huit d'entre elles, dites de traversée de l'enceinte du bâtiment réacteur, EDF a proposé le 3 décembre 2018 un dossier de justification spécifique en l'état auprès de l'ASN. Dans un courrier du 19 juin 2019, l'ASN a demandé à EDF de reprendre, avant mise en service, ces huit soudures[5].

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 et vérifiées conformes par EDF avant traitement thermique de détensionnement.

4 soudures de traversée ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation du celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Autres soudures hors traversée

L'instruction technique de 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 » se poursuit. Sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE. Les travaux de reprise de ces soudures ont démarré à l'été 2021. 70% des soudures concernées (VVP et ARE) sont en cours de reprise. 12 soudures VVP sont réalisées à date avant traitement thermique de détensionnement.

Au total, une centaine de soudures du circuit secondaire principal (de traversée et hors traversée) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant un ultime contrôle de conformité. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Écarts sur le procédé historique de Traitement Thermique de Détensionnement des soudures

Le Traitement Thermique de Détensionnement (TTD) est une opération de fabrication qui, en plus de conférer à l'assemblage soudé les propriétés mécaniques attendues, vise à réduire les contraintes résiduelles qui se développent au sein d'un matériau lors d'une opération de soudage. Le TTD est réalisé par chauffage du joint soudé pendant une durée définie à une température de l'ordre de 600 °C (+/- 15°C).

Fin 2020, Framatome a déclaré à l'ASN un écart sur le procédé de TTD utilisé historiquement sur les soudures du CSP de Flamanville 3. Un procédé dit « optimisé » a alors été développé par Framatome pour garantir le respect de la plage de température requise.

La démonstration de la qualification des procédés de TTD doit faire l'objet d'une validation par l'ASN sur la base de dossiers justificatifs.

Fin 2021, l'ASN a validé cette démonstration de qualification des procédés optimisés de TTD des soudures de traversée VVP ainsi que des soudures hors traversée dites « à géométrie simple ».

La validation de l'ASN est attendue pour une soixantaine d'autres soudures (soudures de traversée ARE et autres soudures hors traversée à l'exclusion de celles dite « à géométrie simple »).

(1) Avis du 11 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) Voir le communiqué de presse d'EDF du 10 avril 2018 « EDF détecte des écarts de qualité sur certaines soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville et lance des contrôles complémentaires ».

(4) 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.

(5) Voir communiqué de presse d'EDF du 20 juin 2019 « EPR de Flamanville : EDF prend connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire ».

Autres problématiques techniques (hors circuit secondaire principal)

Circuit primaire principal

L'ASN a demandé à EDF le 2 juin 2020 de procéder à des recontrôles par sondage sur les soudures du Circuit primaire principal (CPP) du périmètre « exclusion de rupture ». EDF a établi un échantillon représentatif de soudures pour lesquelles un contrôle complémentaire par radiographie a été réalisé, entre février 2021 et le second semestre 2021, et qui a donné des résultats satisfaisants. L'ASN a demandé que ce programme de contrôles complémentaires radiographiques soit complété par des contrôles par ultrasons. Ces recontrôles ont été réalisés sur l'échantillon et sont satisfaisants.

Par ailleurs, 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 [1] sur le Circuit primaire principal.

Trois scénarios ont été instruits par EDF et Framatome au premier semestre 2021 à la demande de l'ASN. 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 ; le dossier de conception des CDM serait néanmoins instruit par l'IRSN.

L'ASN rappelle 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 à ce titre confirment le bon niveau de qualité de réalisation de ces soudures. Ils doivent être complétés par des contrôles par ultrasons dont le procédé et le planning de mise en œuvre sont en cours de définition.

Filtration puisards RIS/EVU [2]

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 « en boucle intégrale » à 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 date, EDF a identifié des solutions pour améliorer l'efficacité des filtres et résoudre cette difficulté. Le périmètre de ces solutions a été proposé par EDF à l'ASN dans un dossier présenté fin décembre 2021. Son instruction est en cours.

Soupapes du pressuriseur

Suite aux 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 et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. 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 sont en cours de fabrication et seront installés sur le site au premier semestre 2022. Au-delà de cette difficulté, l'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur.

Retour d'expérience Taishan

EDF a analysé l'impact potentiel sur le démarrage de l'EPR de Flamanville 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 ») [3]. Les inspections réalisées sur les assemblages combustible concernés ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'ASN en vue de réaliser les éventuelles modifications nécessaires.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Dans son communiqué de presse du 9 octobre 2019 [4], EDF avait indiqué que le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversée conduisait, sous réserve de la date de validation de l'ASN de ce scénario, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à réestimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros [5] hors intérêts intercalaires.

Dans son communiqué de presse du 12 janvier 2022 [6], EDF a actualisé ces éléments en tenant compte de l'impact de la crise sanitaire sur les activités de l'EPR de Flamanville, de l'état d'avancement des opérations de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal et de la préparation du démarrage de l'installation. La date de chargement du combustible a été décalée au second trimestre 2023 et l'estimation du coût à terminaison portée de 12,4 à 12,7 milliards d'euros [7] hors intérêts intercalaires.

Les coûts supplémentaires par rapport à l'estimation d'octobre 2019 ont été portés à 1,8 milliard d'euros 2015 et seront comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation [8] (APCE) et non en investissements. Pour 2021, ces surcoûts, enregistrés en APCE, se sont élevés à 573 millions d'euros. Le montant des intérêts intercalaires tel que figurant dans les comptes à fin décembre 2021 s'élève à 3 471 millions d'euros.

Les coûts engendrés par des modifications postérieures à la mise en service de la centrale ne sont pas inclus dans le coût de construction du projet.

Le projet n'a pas de marges ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison. Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Par ailleurs, les délais du chantier induisent un risque de vieillissement des équipements et matériaux. D'autres risques peuvent également émerger. Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison est donc très élevé (voir la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – « 4A – 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 en France EPR2

EDF a remis le 15 avril 2016 à l'ASN un dossier d'options de sûreté du projet « EPR Nouveau Modèle » (EPR NM).

Début 2018, le Groupe Permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires a remis ses conclusions sur ce dossier d'option de sûreté. En particulier, il *« constate que la plupart des évolutions de conception retenues pour le projet EPR NM tiennent compte des enseignements tirés du retour d'expérience du réacteur EPR Flamanville et du parc en fonctionnement ainsi que des enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daïchi ». Il « considère que les options de conception retenues pour le projet EPR NM, complétées ou modifiées à la lumière des discussions intervenues au cours de l'instruction technique qui ont conduit à de nombreux engagements, sont de nature à assurer un niveau de sûreté au moins équivalent à celui du réacteur EPR Flamanville 3 et conforme aux recommandations du guide ASN n° 22 (relatif à la conception des réacteurs à eau sous pression) ».*

Dans son avis n° 2019-AV-0329 du 16 juillet 2019 relatif au dossier d'options de sûreté, l'ASN *« considère que le référentiel de sûreté retenu pour le projet de réacteur EPR NM est globalement satisfaisant, notamment au regard de la réglementation, du guide du 18 juillet 2017 [...] et des recommandations internationales ».*

Par ailleurs, les travaux menés par EDF et Framatome sur le projet EPR NM ont permis de figer fin 2017 la configuration technique d'un modèle baptisé EPR 2 qui pourrait remplacer les réacteurs du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française à l'export. EPR 2 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.

Dès cette date, EDF a informé l'ASN de cette nouvelle configuration. Dans le même avis que celui portant sur EPR NM, l'ASN considère que les conclusions relatives à EPR NM s'appliquent également à EPR 2.

(1) Un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal.
(2) 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).
(3) Voir communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « EPR de Flamanville : Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».
(4) Voir communiqué de presse d'EDF du 9 octobre 2019 « EPR de Flamanville : EDF privilégie un scénario de remise à niveau des soudures de traversée du circuit secondaire principal par robots et ajuste le calendrier et l'estimation du coût de construction ».
(5) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
(6) Voir communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « EPR de Flamanville : Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».
(7) En euros 2015. Cette estimation tient compte de l'affectation analytique au titre du différend portant sur les soudures défectueuses du circuit secondaire principal, d'une partie de l'indemnité versée par AREVA (à hauteur de 225 millions d'euros) dans le cadre de l'accord transactionnel conclu entre EDF et AREVA le 29 juin 2021.
(8) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

Dans l'attente d'une décision sur EPR2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie adoptée par décret du 21 avril 2020. Le contrat de filière, signé le 28 janvier 2019 par l'État et le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN), comporte un volet relatif à la préparation des capacités industrielles nécessaires à la réalisation d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France.

Conformément à ces orientations, le gouvernement a demandé 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, avec la filière nucléaire, a remis à l'État, en mai 2021, un dossier de propositions économiques et industrielles pour le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs en France. Ce dossier, basé sur la technologie EPR2, détaille quel pourrait être le cadre régulatoire et de financement d'un tel programme. Il repose sur l'exécution d'un programme de trois paires d'EPR 2 successivement à Penly, à Gravelines et sur un troisième site en bord de rivière dans la région Auvergne Rhône Alpes (Bugey ou Tricastin), tout en poursuivant l'analyse de faisabilité sur d'autres sites nucléaires.

Cette offre a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

À date, aucune décision n'a été prise, ni la régulation ni le financement ne sont définis.

Le 9 novembre 2021, le président de la République a exprimé l'intention de l'État que la France construise de nouveaux réacteurs nucléaires sur son territoire. Il a confirmé cette intention le 10 février 2022 à Belfort lors de son discours visant à détailler la stratégie du pays pour atteindre « une énergie sans carbone en 2050 ». Le président de la République a détaillé sa volonté de lancer un programme de construction par paliers de nouveaux réacteurs nucléaires, reposant sur la construction de trois paires d'EPR2 et les études 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. Un schéma de financement et de régulation approprié devra être mis en place pour la réalisation de ce programme.

Par ailleurs, le 2 mars 2022, la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) a :

- d'une part, procédé à la désignation d'Ilaria CASILLO et Floran AUGAGNEUR, respectivement, Vice-Présidente et Vice-Président de la CNDP « *pour réaliser une mission de conseil relative à la concertation du public dans le cadre de la préparation du projet de loi de programmation sur l'énergie et le climat et de la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Energie* » ;
- d'autre part, acté l'organisation d'un débat public sur le « *projet de création d'une première paire de réacteurs EPR2 sur le site de Penly dans le cadre de la proposition d'EDF pour un programme de nouveaux réacteurs en France* » ; débat public qui « *devra s'inscrire dans la continuité de la participation préalable du public à la concertation nationale portant sur les travaux de préparation du projet de loi de programmation sur l'énergie et le climat et sur la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Energie* ».

B - Small Modular reactors (SMR)

Concernant les réacteurs de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™, centrale à eau pressurisée de 340 MW composée de deux modules de 170 MW, s'est poursuivi en 2021. Dans cette fourchette de puissance, le produit est conçu pour être largement commercialisable à l'export, de manière à contribuer au remplacement massif des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. Cette commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devra démarrer à l'horizon 2030.

Le développement du produit, son industrialisation et sa commercialisation se font sous le pilotage d'EDF. Il bénéficie de l'appui des ingénieries du CEA, Naval Group et TechnicAtome. Compte tenu de sa cible à l'export, ce développement fait également l'objet d'instructions d'opportunités de coopérations avec un ou plusieurs partenaires internationaux, notamment européens.

La phase de *conceptual design* actuellement en cours bénéficie d'un soutien public budgétaire de 50 millions d'euros octroyé par l'État français dans le cadre du plan « France Relance ». Par ailleurs, dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a annoncé une intervention supplémentaire de l'Etat à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™.

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 (1) assurent les études de conception. Framatome assure la fourniture des composants et du contrôle commande.

EDF participe au développement, dans le cadre du partenariat avec CGN, de deux projets nucléaires au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B. Voir dans les activités d'EDF Energy, la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire ».

Chine (Taishan)

En Chine, EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de la société TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited). La société a pour objet la construction et l'exploitation de deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong (voir la section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »).

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) 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 sera le chef de projet général et l'intégrateur en phase d'exécution.

Conformément au calendrier fixé par l'IWFA (2), 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 et NPCIL poursuivent leurs échanges afin de converger sur les sujets technico-commerciaux et permettre la signature d'un *General Framework Agreement*.

Arabie saoudite

EDF participe au processus compétitif initié en Arabie saoudite par K.A. CARE (*King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*) et a répondu avec succès à la première phase du processus de consultation appelée FEED-A (*Front End Engineering and Design*). EDF participe actuellement à la phase de préparation du projet qui devrait aboutir à un processus formel d'appel d'offres courant 2022 visant la remise d'une offre pour la fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction de 2 réacteurs de type EPR.

République tchèque

EDF participe également au processus compétitif lancé en juin 2021 en République tchèque par l'électricien CEZ, sa société de projet EDUII et le gouvernement tchèque, pour la construction d'une unité de 1 200 MWe sur le site de Dukovany. EDF propose de développer la technologie EPR1200 et a participé à la première phase, dite de préqualification sécuritaire, qui s'est achevée fin novembre 2021. La publication de l'appel d'offres formel par CEZ pourrait avoir lieu au premier trimestre 2022, et viserait la remise d'une offre pour la fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction d'un réacteur de 1 200 MW.

Pologne

En octobre 2021, EDF a remis au gouvernement polonais une offre préliminaire non engageante. Elle porte 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 de 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. L'offre vise à répondre aux objectifs du programme électronucléaire polonais (PPEJ) adopté par le gouvernement polonais en octobre 2020. Elle fixe le cadre d'un partenariat stratégique franco-polonais destiné à soutenir l'ambitieux programme de transition énergétique polonais en cohérence avec les objectifs européens de neutralité carbone.

(1) 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.
(2) *Industrial Way Forward Agreement.*

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

La transformation de l'ingénierie contribue à la stratégie CAP 2030 sur les volets maîtrise des projets nouveaux nucléaires en cours, prolongation du parc en exploitation, développement à l'international et transformation numérique. Il s'agit d'un programme transverse, impliquant l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire au sein du groupe EDF, y compris Framatome.

Ce programme a pour ambition de faire faire un gain de performance significatif à l'ingénierie à travers trois axes :

- optimiser, standardiser les produits, processus, méthodes et outils pour mieux maîtriser la complexité des grands projets industriels tout au long de leur cycle de vie ;
- une intégration du programme SWITCH lancé en 2017 (mise en œuvre d'un système d'information intégré, collaboratif, industriel) et des décisions du Plan excell lancé en 2019 ;
- un fonctionnement en entreprise étendue avec les partenaires et fournisseurs.

1.4.1.1.4 Les activités liées à la production nucléaire : Framatome

Framatome est un acteur clé de l'énergie nucléaire, 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 ses 14 000 collaborateurs, l'entreprise conçoit, entretient et installe des composants et des combustibles ainsi que des systèmes de contrôle-commande pour les centrales nucléaires.

Framatome est détenu par le groupe EDF (75,5 %), Mitsubishi Heavy Industries (MHI - 19,5 %) et Assystem (5 %).

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 en Afrique du Sud, en Argentine, au Brésil, en Bulgarie, au Canada, en Corée du Sud, en Espagne, en Finlande, en Hongrie, au Japon, en République Tchèque, au Royaume-Uni, en Russie, en Slovaquie, au Kazakhstan, en Suède et en Ukraine.

En 2021, Framatome a recruté environ 1 600 collaborateurs pour maintenir et accroître les compétences (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).

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 une logique de filière industrielle.

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 entier.

1.4.1.1.4.1 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de 60 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome est présente à chaque étape du processus. S'appuyant sur l'expertise d'ingénieurs et d'opérateurs hautement qualifiés, la société a participé à plus de 90 projets de centrales nucléaires à travers le monde.

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 tels que les générateurs de vapeur, les pompes, le pressuriseur et la cuve du réacteur nucléaire. Ses spécialistes et techniciens interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR.

Fabrication d'équipements

Les 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 destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer les équipements 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 2021, l'entreprise a maintenu 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. Il fournit également des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Parallèlement, Framatome s'inscrit dans le plan excell du groupe EDF (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »). À ce titre, les usines de composants de Framatome déploient des plans en vue de permettre des fabrications et constructions garanties conformes du premier coup. Des actions sont conduites également en ce sens au sein de la *supply chain*.

Framatome est également engagé dans un programme de maintien des compétences. Il vise à sécuriser la réalisation des équipements primaires de la chaudière nucléaire (générateurs de vapeur, cuves…). Toutes les parties prenantes y sont associées avec un objectif de standardisation des activités en réalisant les investissements nécessaires à leur industrialisation. Il s'articule autour d'une organisation dédiée coordonnant, pour les projets ciblés (EPR2, Sizewell C), des actions dans les ingénieries et les usines de fabrication de composants primaires de Framatome (Le Creusot, Saint Marcel et Jeumont). Cette démarche d'industrialisation s'accompagne de fabrications de composants, parfois par anticipation, afin 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.

Framatome a poursuivi en 2021 son programme qui vise à consolider les connaissances et la maîtrise des procédés de traitement thermique de détensionnement (TTD) locaux mis en œuvre sur des équipements fournis par Framatome. Ce programme prévoit notamment des essais mécaniques sur les propriétés des matériaux qui vont se poursuivre jusqu'à fin 2022. Il a permis la finalisation et la validation par l'ASN des dossiers support aux attestations de conformité des générateurs de vapeur de remplacement pour les tranches de Gravelines 6 et de Flamanville 1. Parallèlement, dans le cadre de ces travaux, Framatome a quantifié, par approche numérique et expérimentale, l'existence de possibles contraintes résiduelles rémanentes induites par la mise en œuvre de ces procédés de TTD local. Un travail approfondi de vérification de l'intégrité des assemblages concernés suivant les méthodes disponibles à date a été engagé et va se poursuivre en 2022.

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, 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.

Combustible

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustible 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. Plus de 226 000 assemblages de combustible de Framatome sont chargés dans plus de 100 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 de nombreux essais chaque année 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 prolongation 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 60 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 fourniture d'assemblages de combustible et des services associés, 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).

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 2021

L'année 2021 a encore été marquée par la crise sanitaire mais celle-ci n'a pas eu d'impact significatif sur l'activité et les performances attendues.

Framatome a étendu ses activités dans les systèmes de contrôle-commande avec l'acquisition de l'activité *Civil Nuclear Instrumentation and Control* (I&C) de Rolls-Royce [1].

Framatome a renforcé la sécurité de ses approvisionnements en faisant l'acquisition de la société française Valinox Nucléaire SAS, spécialiste français dans la production de tubes sans soudures à usage nucléaire [2].

Framatome a enrichi ses activités d'ingénierie et renforcé son implantation mondiale en faisant l'acquisition de la Division Nucléaire de RCM Technologies Canada Corp, spécialiste canadien de la technologie CANDU [3], et de VirtualPE Limited (Royaume-Uni), *leader* des produits et services d'ingénierie des fluides pour les secteurs de la chimie et de l'énergie nucléaire [4].

Framatome a signé un contrat avec Dominion Energy pour accompagner l'exploitation à long terme du parc nucléaire de l'énergéticien américain. Ce contrat porte sur les arrêts de tranche et les opérations de maintenance des centrales jusqu'en 2026 [5].

Steam Generating Team (SGT), un partenariat entre Framatome et United Engineers & Constructors, Inc. (United), a annoncé la signature d'un contrat d'environ 350 millions de dollars canadiens (236 millions d'euros) avec Bruce Power pour remplacer les générateurs de vapeur des tranches 3 et 4 de la centrale nucléaire de Bruce Nuclear Generating Station en Ontario, au Canada [6].

Framatome a livré le premier assemblage combustible nucléaire 100 % EATF (*Enhanced Accident Tolerant Fuel*) de l'industrie [7] à la centrale nucléaire de Calvert Cliffs dans le Maryland, opérée par Exelon Generation.

Dans le cadre du plan France Relance initié en 2021 par le gouvernement français, plusieurs projets innovants proposés par Framatome ont également été validés et vont bénéficier d'un financement et d'un accompagnement.

1.4.1.1.4.3 Installations nucléaires et sûreté

Installations Nucléaire de Base (INB)

Les deux installations nucléaires de base (INB) se trouvant sur le site Framatome de Romans (INB n° 63 et INB n° 98) ont été réunies par le décret n° 2021-1782 du 23 décembre 2021. L'installation regroupant ces 2 INB est dénommée INB 63-U : Usine de fabrication de combustibles nucléaires.

Résultats 2021 en matière de sureté nucléaire [8]

Comme en 2020, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur le site de Framatome de Romans-sur-Isère. En 2021, ce site a déclaré 17 [9] événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 6 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2. Aucun événement déclaré pour l'année 2021 n'a eu de conséquence pour les travailleurs, le public ou l'environnement. Les résultats 2021 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 [10].

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 2021.

1.4.1.2 Production thermique en France continentale

Les moyens de production thermique présentent plusieurs atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), un coût d'investissement relativement faible et des délais de construction courts.

Ils constituent ainsi, l'une des composantes importantes du mix énergétique 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) et 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) Voir communiqué de presse de Framatome du 8 novembre 2021 « Framatome finalise l'acquisition de l'activité contrôle-commande de Rolls-Royce Civil Nuclear ».
(2) Voir le communiqué de presse de Framatome du 7 septembre 2021 « Framatome conclut l'acquisition de Valinox, spécialiste français des tubes pour générateurs de vapeur des réacteurs nucléaires ».
(3) Voir le communiqué de presse de Framatome du 3 août 2021 « Framatome finalise l'acquisition de la Division Nucléaire de RCM Technologies Canada Corp. ».
(4) Voir le communiqué de presse de Framatome du 3 septembre 2021 « Framatome finalise l'acquisition de BHR Group au Royaume-Uni ».
(5) Voir le communiqué de presse de Framatome du 6 avril 2021 « Framatome signe un contrat de plusieurs millions de dollars pour accompagner l'exploitation à long terme du parc nucléaire de Dominion Energy ».
(6) Voir le communiqué de presse de Framatome du 9 juillet 2021 « La coentreprise Steam Generating Team remporte le contrat de remplacement des générateurs de vapeur des tranches 3 et 4 de la centrale nucléaire de Bruce Nuclear Generating Station ».
(7) Voir le communiqué de presse de Framatome du 2 novembre 2021 « Framatome livre le premier assemblage combustible 100 % Accident Tolérant Fuel de l'industrie ».
(8) 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 Fonction Indépendante de Sûreté, permet de juger du niveau de déclaration auprès de l'Autorité de sûreté.
(9) ESS portant exclusivement sur nos sites INB.
(10) Disponible sur le site www.framatome.com.

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

Au 31 décembre 2021, 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 31/12/2021	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(énergie nette en TWh)* Au 31/12/2021	Au 31/12/2020
Charbon	580	2	1 160	en 1983 et 1984	3,01	1,04
Turbines à combustion fioul, gaz et bi-combustibles (gaz et fioul)	85	4	340	en 1980 et 1981	0,34	0,46
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125 – 129	2	254	en 1998 et 2007		
	185	2	370	en 2010		
	179 – 182	3	542	en 2008 et 2009		
Cycles Combinés Gaz	427	1	427	en 2011	7,17	7,35
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016		

La production en 2021

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2021, environ 2,55 % de sa production totale d'électricité. Le parc dispose, à fin 2021, d'une puissance installée en fonctionnement de 4 945 MW.

La production thermique (énergie nette) a représenté 10,53 TWh en 2021 avec un fonctionnement plus élevé qu'en 2020 (8,85 TWh). En 2021, les tranches charbon ont fourni 3,01 TWh, les CCG 7,17 TWh et les turbines à combustion (TAC) 0,34 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 fiabilité du parc thermique a été confirmée en 2021, à l'instar des années précédentes. Il se situe au niveau des standards européens pour les CCG et les TAC, hors aléas techniques particuliers. 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 1er avril 2021. Le dernier bilan prévisionnel de RTE montre toutefois la nécessité de maintenir la centrale de Cordemais jusqu'en 2024, voire 2026 pour des raisons de sécurisation de l'équilibre offre/demande. En juillet 2021, EDF a annoncé mettre un terme au projet Ecocombust qui visait à mettre au point un combustible écologique (biomasse) par revalorisation de bois-déchet.

Émissions du parc thermique

En 2021, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 5,70 millions de tonnes de CO_2 (contre 4,05 millions de tonnes en 2020). Le contenu CO_2 du kWh produit en 2021 s'élève à 535 g/kWh net (contre 449 g/kWh net en 2020 [1]). Cette remontée résulte d'une utilisation plus importante des tranches charbon dans le mix de production thermique d'EDF. Elles ont contribué à près de 29 % de la production du parc thermique en 2021 (contre 12 % en 2020). Pour rappel, en 2010, le contenu CO_2 du kWh produit était de plus de 900 gCO_2/kWh net.

En 2021, le parc thermique d'EDF en France continentale a par ailleurs émis 2,08 kt de SO_2, 3,90 kt de NO_x et 0,03 kt de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants ont été réduits par rapport à 2010 de 4 fois pour les NO_x, de plus de 14 fois pour le SO_2 et de plus de 42 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, par la rénovation et l'installation d'équipements de traitement des fumées selon les meilleures techniques disponibles sur les centrales les plus récentes, par l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite ainsi que par la mise en service de cycles combinés au gaz naturel.

Les tranches de Cordemais sont ainsi 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) Le calcul de cet indicateur est réalisé en ramenant les émissions de CO_2 à l'énergie nette en marche (incluant l'autoconsommation des auxiliaires de tranche).

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux émissions

L'article 17 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que l'autorité administrative fixe par décret un plafond d'émissions applicable, à compter du 1er janvier 2022, aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles situées sur le territoire métropolitain continental et émettant plus de 0,55 tonne d'équivalent dioxyde de carbone par mégawattheure. L'article D. 311-79-2 du Code de l'énergie pris en application de la loi précitée fixe un seuil annuel de 0,7 kilotonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée. Cela correspond à environ 700 heures de fonctionnement annuel pour une centrale thermique utilisant du charbon.

Ce mécanisme législatif et réglementaire, qui fait reposer sur l'exploitant la responsabilité de décider du poursuivre ou non le fonctionnement de son installation après 2022, ne prévoit pas d'indemnisation.

RTE, ayant placé sous vigilance renforcée l'hiver 2021-2022 et compte tenu de la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement, le ministre de la Transition écologique a mis en consultation du public du 30 décembre 2021 au 20 janvier 2022 un projet de décret visant à permettre une dérogation exceptionnelle du respect du seuil annuel précité de 0,7 kilotonne pour les deux premiers mois de l'année 2022, un nouveau seuil de 1 kilotonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée est ainsi instauré pour la période comprise entre le 1er janvier 2022 et le 28 février 2022, correspondant à la pointe de consommation hivernale. Cela correspond à environ 1 000 heures de fonctionnement par tranche durant cette période. Ce seuil est ensuite abaissé à 0,8 kilotonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée pour le reste de l'année 2022. Enfin, le décret prévoit qu'à compter du 1er janvier 2023, le plafond d'émissions de gaz à effet de serre reste fixé à 0,7 kilotonne d'équivalents dioxyde de carbone par an et par mégawatt de puissance électrique installée.

Les activités de production thermiques sont également soumises à d'autres réglementations spécifiques comme celle issue de la directive n° 2012/18/UE du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 ») mais également celle relative à la qualité de l'air au sens large issue de la directive européenne n° 2016/2284 du Parlement Européen et du Conseil du 14 décembre 2016 concernant la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, modifiant la directive 2003/35/CE et abrogeant la directive 2001/81/CE, la directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 modifiée relative aux émissions industrielles (directive IED) et la directive n° 2015/2193/UE établissant des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes d'azote (NO_x) et de poussières.

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 en 2011 un premier Cycle Combiné au Gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod, puis deux cycles combinés à Martigues en 2012 et 2013, et enfin 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 CO_2, 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, aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %), présente de bonnes performances environnementales. Les émissions de CO_2 sont de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne, 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. Les provisions relatives à ces opérations 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 (voir dans la section 6.1 la note annexe aux comptes 17.1 « Autres provisions pour déconstruction »).

EDF a poursuivi en 2021 les travaux de déconstruction sur les installations mises en retrait définitif d'exploitation. Les principaux travaux réalisés en 2021 ont concerné des opérations de désamiantage sur les tranches retirées d'exploitation de Cordemais et du Havre, et de déconstruction sur le site de Blénod (cheminées).

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 l'élever 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 (mise en place de la Cleantech Vallée sur le site d'Aramon par exemple).

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) codifiée 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 qu'elles peuvent engendrer. 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 le *leader* européen 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 avec 22,3 GW installés [2]. Le Groupe est également *leader* dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire. L'ambition d'EDF, en termes de capacité nette installée dans l'éolien et le solaire, est d'atteindre 21 GW fin 2024. Au total, les énergies renouvelables représentent déjà 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 « EDF, investisseur le plus important dans les énergies décarbonées en Europe ».

(1) Prévue à l'article L. 100-1 du Code de l'énergie.
(2) Hors énergie marine. 22,5 GW y compris énergie marine.

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2021 (1)

(en MW)	Hydraulique	Éolien	Photovoltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 501	1 655	397	182	1	240	22 975
Europe hors France	1 156	1 760	83	3			3 003
Amérique	205	4 642	1 488				6 335
Asie	432	704	447	23			1 606
Afrique (2)		285	559				844
CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES TOTALES	**22 294**	**9 047**	**2 975**	**208**	**1**	**240**	**34 764**

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

1.4.1.3.1 Production hydraulique en France

1.4.1.3.1.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable en France et la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire. Cette filière est importante pour le système électrique à plusieurs titres, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend près de 500 centrales incluant les centrales des filiales françaises et des sociétés frontalières (centrales franco-allemandes ou franco-suisses). Au périmètre d'EDF, ce parc comptait 427 centrales à fin 2021, avec un âge moyen de 76 ans (1) :

Centrales hydrauliques	31/12/2021	31/12/2020
Puissance maximale totale *(en GW)*	20,1	20,1
Production totale STEP comprise *(en TWh)*	41,8	44,7

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 20,112 GW (hors Outre-mer et Corse), soit 23,3 % de la capacité installée du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle de plus d'une quarantaine de térawattheures.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usages de l'eau (détaillée en section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique »). 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 *(GW)*	Productible gravitaire moyen sur 50 ans (1) *(TWh)*
Fil de l'eau	3,6	16,7
Lac	8,2	14,5
Éclusées	3,1	8,1
Transfert d'Énergie par Pompage (2)	5,1	1,5
Marémotrice	0,24	0,5

(1) Le productible moyen sur 50 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) Moyenne arithmétique.

1.4.1.3.1.2 La performance du parc de production hydraulique

La production d'électricité d'origine hydraulique d'EDF en France continentale a été, en 2021, de 41,80 TWh, hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage. Elle représente, en 2021, 10,12 % de la production totale d'électricité d'EDF.

EDF a consacré, en 2021, plus de 476 millions d'euros, au périmètre de la France continentale, au développement et à la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance des centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF représentent plus de 15,6 GW, soit environ 77 % de sa puissance hydraulique installée. Elles sont gérées à distance 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 les plus importantes, EDF surveille depuis 5 centres régionaux d'exploitation les paramètres physiques (température, vibration, etc.) des machines. Cette pratique permet de détecter au plus tôt toute dérive et ainsi 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 2021

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2021 se caractérise par une hydraulicité légèrement déficitaire et une bonne performance de production. Cette dernière est liée à la mobilisation de l'ensemble des équipes pour assurer la disponibilité et la performance des moyens de production hydraulique pendant la crise énergétique.

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 hydroélectriques et sur l'adaptation de la téléconduite des centrales pour capter les opportunités offertes par le développement des marchés européens infrajournaliers de l'électricité.

En 2020, la tempête « Alex » avait durement frappé l'arrière-pays niçois. Un an après, 10 usines sur 14 ont été remises en service grâce à la mobilisation des équipes du groupe EDF.

1.4.1.3.1.3 La sûreté hydraulique

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages, notamment par une auscultation continue qui contribue 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, 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. La sûreté hydraulique est la 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. 240 barrages classés A et B font l'objet d'une étude de dangers réalisée tous les dix ans et quinze ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Cette étude consolide une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées s'inscrivant dans une démarche de réduction des risques [1]. Pour les 67 barrages les plus importants, une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») est mise en œuvre.

Voir également la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – facteur de risque « 4E atteinte à la sûreté hydraulique ».

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 hydrauliques 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 hydraulique

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. Au-delà de la production d'énergie renouvelable et de son développement, 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 hydrauliques en France

Les installations hydrauliques 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 prévoit que l'octroi d'une concession de force hydraulique 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 hydrauliques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-1 et L. 521-16-3 susvisés, sont l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes brutes 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.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 29 titres de concession échus au 31 décembre 2021, correspondant à une puissance installée de 2 677,4 MW, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent sous le régime dit des « délais glissants ». Il est ainsi défini 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 »*. Ce régime permet ainsi d'assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (article L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Dans ce contexte, EDF se prépare au renouvellement des concessions dans le cadre juridique alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation.

Sur ce sujet, les discussions se poursuivent entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure. 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. L'État a répondu à cette mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échanges contradictoires avec la CE sans préjuger de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a adressé ses observations à la CE le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée. Depuis, EDF a été associé à certains échanges entre l'État et la CE, notamment pour apporter des précisions d'ordre technique sur le fonctionnement du marché français.

Par ailleurs, le 7 mars 2019, la CE a adressé à la France une seconde lettre de mise en demeure relative au renouvellement des contrats des concessions hydroélectriques. Sept autres États membres ont également reçu une mise en demeure (l'Autriche, l'Allemagne, la Pologne, la Suède, le Portugal et le Royaume-Uni, et deuxième lettre de mise en demeure complémentaire à l'Italie). Plus précisément sur le cas de la France, la CE a invoqué d'une part, des problèmes d'application du droit européen de la commande publique à ces renouvellements et, d'autre part, des problèmes de non-conformité de la législation française régissant de tels renouvellements avec ce même droit européen de la commande publique.

Voir également la section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » – facteur de risque 1B « Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques ».

Le développement du parc

La loi portant lutte contre le dérèglement climatique et le renforcement de la résilience face à ses effets complète les volets de la PPE relatifs au développement de l'exploitation de l'énergie hydraulique et du stockage.

EDF a engagé une dynamique de développement en s'inscrivant pleinement dans les objectifs fixés par la loi et par la PPE en matière de développement hydraulique. La PPE a ainsi fixé des objectifs ambitieux pour le développement de l'hydroélectricité en France en visant + 1 GW de capacité gravitaire et + 1,5 GW de STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) à l'horizon 2030-2035.

Plusieurs leviers permettent de répondre à cette ambition :

- des augmentations de puissance d'ouvrages sous concession : une disposition de la loi énergie-climat du 8 novembre 2019 [2] a introduit la faculté d'utiliser une procédure de déclaration pour réaliser une augmentation de puissance, sous réserve du respect de plusieurs conditions, dont l'acceptation de l'autorité administrative ;
- le développement de projets de stockage majeurs pour répondre aux enjeux de la transition énergétique (dont l'intégration des énergies variables dans le système électrique) et aux besoins croissants de soutien d'étiage dans un contexte de changement climatique. EDF entend pleinement valoriser cet actif hydraulique au travers du Plan stockage en France et à l'international. En particulier, EDF étudie plusieurs projets de STEPs à partir d'ouvrages existants ;
- le développement de projets hydrauliques ultramarins afin de répondre aux besoins identifiés dans les PPE de ces territoires ;
- la poursuite du turbinage des débits réservés avec de nouveaux projets d'équipements sur le territoire ;
- la poursuite du développement du segment dit de « la petite hydraulique » par l'amélioration de la performance du parc existant et un développement de puissance additionnelle via des acquisitions et quelques cessions, ainsi que le développement de projets de nouveaux aménagements.

(1) Pour en savoir plus, consulter le rapport de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.
(2) Codifiée à l'article L. 511-6-1 du Code de l'énergie.

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF a toujours été soucieux de contribuer au développement durable et partagé des territoires, souvent ruraux, parfois isolés, situés à proximité des ouvrages de production hydroélectrique. EDF affiche l'ambition d'un ancrage territorial fort, articulant un rôle de concessionnaire responsable, fondé sur le dialogue et la co-construction avec l'ensemble de ses parties prenantes, et un soutien au développement économique local au travers de ses agences « Une rivière, un territoire ». Cette ambition trouve sa traduction dans un travail collaboratif étroit avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés et un dialogue de proximité avec les riverains des ouvrages.

Elle s'articule autour de deux leviers principaux :

- l'emploi en premier lieu, avec la volonté de maximiser les retombées économiques locales. EDF réalise près de deux tiers des achats techniques (matériels, travaux, études…) sur les territoires hydrauliques, au bénéfice du tissu industriel de proximité (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 1 800 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique). L'évaluation de l'empreinte emploi des activités hydroélectriques EDF en France métropolitaine est estimée à 4 340 emplois indirects [1] ;
- le dialogue permanent avec les parties prenantes, illustré notamment en 2021 par :
  - la concertation sur le franchissement piscicole de Malause sur la Garonne (Tarn-et-Garonne),
  - les 70 ans du barrage de Bort-les-Orgues (Corrèze et Cantal) avec l'organisation d'un dialogue « Parlons revitalisation » (revitalisation des petites villes et des territoires ruraux),
  - la poursuite des travaux au barrage de Poutès, (Haute-Loire),
  - l'engagement de la concertation pour la construction de deux franchissements piscicoles sur le Rhin (Haut-Rhin et Bas-Rhin) dans le cadre du plan de relance du gouvernement français.

EDF poursuit également son programme dédié « Une rivière, un territoire » lancé en 2012. Ce programme de proximité a permis de créer ou de préserver plus de 540 emplois dans les vallées par l'octroi de prêts à plus d'une cinquantaine d'entreprises locales. Plus de 750 emplois devraient être créés ou préservés d'ici 2025.

En 2021, EDF a mis en place un dispositif de prêt de plus petite envergure afin d'accompagner le développement touristique autour des ouvrages hydroélectriques. Il a maintenu son dispositif de « prêt rebond » pour soutenir la trésorerie de ses prestataires mais aussi d'acteurs essentiels à la vie économique et sociale des vallées, touchés par les impacts de la crise sanitaire.

La gestion de l'accès à l'eau

Cadre réglementaire

Réglementation applicable en matière de gestion équilibrée de la ressource en eau

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises aux règles du cadre de la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau, à la vitesse des zones situées à proximité, à l'aval des aménagements hydrauliques et au maintien, plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau.

Les barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de près de 7 milliards de mètres cubes d'eau à leur remplissage nominal. Associés à la production électrique, les aménagements hydrauliques sont également sollicités pour intervenir dans la gestion de l'eau. Il s'agit d'une contribution importante d'EDF à la vie et au développement économique des territoires.

Ainsi, EDF n'est pas qu'un producteur hydroélectrique. Il apporte également sa contribution à la gestion durable de la ressource en eau. À titre d'exemple, il 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 (canoë-kayak…). Les retenues du complexe Durance-Verdon et de Saint-Cassien (Alpes-Maritimes) jouent ainsi un rôle fondamental pour l'irrigation des cultures en Provence ou encore l'alimentation en eau potable de la Côte d'Azur.

EDF garantit également, sur les grands réservoirs des niveaux d'eau, les cotes touristiques qui permettent le développement d'usages récréatifs et d'une économie du tourisme dans des démarches concertées. En août 2021 par exemple, le taux moyen d'occupation des hébergements du territoire du lac de Serre-Ponçon a été supérieur de 13 points au taux moyen des Hautes Alpes [2].

EDF Hydro a contribué en 2020-2021 à une mission d'expertise CGEDD-CGAAER [3] sur la mobilisation des retenues hydroélectriques pour le soutien d'étiage en Adour Garonne [4]. Au-delà des économies d'eau rendues impératives, cette mission a conclu à l'existence de leviers complémentaires au soutien actuel des rivières en été en Adour Garonne. Ces leviers sont activables sous réserve de mettre en place les moyens juridiques, financiers, techniques pour compenser la flexibilité énergétique ainsi dégradée.

La gestion de l'eau est assurée en concertation avec les différentes parties prenantes. Cela peut se formaliser par des conventions 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. EDF a ainsi mis en place une mission originale de « délégués coordonnateurs de bassin ». Elle permet d'organiser et d'assurer une 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 (Union Française de l'Électricité).

Cette représentation et cette action coordonnée au sein d'EDF dans la gestion de l'eau garantissent la durabilité de ses activités et la gestion partagée des ressources en eau. Afin de contribuer à la réflexion collective sur la gestion de l'eau, EDF Hydro s'est associée, au travers de l'UFE, aux travaux du Varenne agricole de l'eau initiés en mai 2021 par les ministères de l'Agriculture et de la Transition énergétique. Elle y a porté sa vision de l'hydroélectricité, soucieuse du partage équilibré des enjeux d'adaptation et d'atténuation du changement climatique.

1.4.1.3.2 Autres énergies renouvelables

1.4.1.3.2.1 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 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.

1.4.1.3.2.2 L'énergie géothermique

Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'appuie 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.

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 du groupe EDF Renouvelables employait 4 382 personnes au 31 décembre 2021.

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

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.

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, notamment aux États-Unis, en Chine, au Royaume-Uni et depuis 2021, au Vietnam et en Israël.

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 2021, il dispose d'une capacité installée brute de 15 577 MW, d'une capacité nette installée de 10 113 MW et de 7 997 MW bruts en cours de construction. Le portefeuille de projets représente 76 GW bruts fin 2021. L'ambition du groupe EDF en termes de capacité nette installée en éolien et solaire est d'atteindre 21 GW en 2024.

(1) Conformément aux définitions académiques couramment acceptées et sur la base d'un montant d'achat adressé en 2021 au tissu économique français de 437 6 millions d'euros et d'un contenu en emplois indirects par million d'euros sur 64 secteurs économiques, basé sur les données économiques de l'Insee.

(2) https://www.ddt.fr/vie-ddt-2021/08/30/communique-de-presse-tourisme-sa-son-d-ete-2021-hautes-alpes-confirment-1561781.

(3) CGEDD : Conseil général de l'environnement et du développement durable. CGAAER : Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux.

(4) http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/conditions-de-mobilisation-des-retenues-a3129.html.

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 l'Égypte.

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 de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Selon les cas, EDF Renouvelables développe des projets seul ou en partenariat. Fin 2021, il détient 73 % d'éolien et 26 % de solaire et 1 % de stockage 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), qui 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 2021 s'est élevée à 896 MW.

1.4.1.3.3.1 Le parc

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

(en MW)	Au 31/12/2021		Au 31/12/2020	
	Brute [1]	Nette [2]	Brute [1]	Nette [2]
Éolien				
Afrique du Sud	149	73	111	56
Allemagne	175	173	175	173
Arabie Saoudite	416	212	0	0
Belgique [3]	325	27	325	27
Brésil	571	480	329	238
Canada	560	506	560	506
Chili	175	88	115	58
Chine	905	380	617	216
Danemark	0	0	6	6
États-Unis	4 016	2 943	3 618	2 803
France	1 808	1 637	1 695	1 528
Grèce	264	238	264	238
Inde	384	252	269	177
Italie	0	0	40	25
Mexique	324	162	324	162
Pologne	68	68	0	0
Portugal	0	0	546	149
Royaume-Uni [4]	603	187	603	187
Turquie	0	0	559	280
Total éolien [5]	**10 719**	**7 416**	**10 157**	**6 828**
Solaire				
Brésil	399	199	399	199
Canada	61	42	61	42
Chili	261	131	261	131
Chine	128	123	117	113
Égypte	165	65	149	65
Émirats arabes unis	1 065	170	1 065	170
États-Unis	1 005	741	534	380
France	378	320	278	219
Grèce	32	30	12	12
Inde	657	325	207	100
Israël	427	323	324	220
Royaume-Uni	5	2	0	0
Turquie	0	0	36	18
Total solaire [5]	**4 703**	**2 591**	**3 563**	**1 790**
Stockage				
États-Unis	55	55	20	20
Royaume-Uni	100	51	49	25
Total stockage [5]	**155**	**106**	**69**	**45**
TOTAL [5]	**15 577**	**10 113**	**13 788**	**8 663**

(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 Renewables UK (les 49 % restants étant détenus par EDF Energy), voir la section 1.4.5.1 « Royaume-Uni ».
(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

En 2021, 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 24,7 TWh. Le facteur de charge à fin 2021 atteint 31 % dans l'éolien terrestre et 19 % 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 2021, EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans l'éolien terrestre contribuant ainsi à la stratégie CAP 2030 du Groupe. EDF Renouvelables totalise 9 789 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2021. Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint, sur l'année 2021, 1 533 MW bruts. Les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 445 MW bruts au 31 décembre 2021.

France

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans l'éolien terrestre en mettant en service 123 MW supplémentaires en 2021 dont les parcs de Beaujolais Vert (12 MW), de Longues Roies (43,6 MW), du Télégraphe (14,4 MW), des Vents de la Javigne (15 MW), de Roussac (15 MW) et de Champ Gourleau (22,8 MW). Par ailleurs, près de 54 MW de projets éoliens ont été mis en construction. En 2021, EDF Renouvelables a poursuivi notamment le *repowering* du parc de Tenesa en Corse (11,7 MW) et la construction du parc du Sud Arrageois (21,6 MW).

Il a lancé deux financements participatifs pour des parcs éoliens terrestres. Dans le cadre des appels d'offres de la CRE, il a remporté 5 projets éoliens pour un total de près de 350 MW. Enfin, EDF Renouvelables a signé 5 contrats de vente d'électricité (*corporate purchase agreements*, PPA) concernant 14 parcs pour un total de 144 MW.

Afrique du Sud

EDF Renouvelables a mis en service en août 2021 le parc éolien de Wesley (34,5 MW) dans l'ancienne région de Ciskei, à l'est du Cap. En octobre 2021, il a également remporté dans le cadre d'un appel d'offres gouvernemental, trois projets d'une capacité installée unitaire de 140 MW.

Arabie Saoudite

EDF Renouvelables, *leader* du consortium avec Masdar et Nesma, finalise la construction du projet de Dumat Al Jandal [1]. D'une capacité installée de 416 MW bruts, ce parc éolien sera le premier d'Arabie saoudite et le plus puissant du Moyen-Orient.

Australie

EDF Renouvelables a acquis le projet de parc éolien Banana Range dans le Queensland, d'une capacité maximale de 280 MW. Il poursuit le développement, la construction et l'exploitation de ce projet.

Brésil

Implanté sur le territoire brésilien depuis 2015, EDF Renouvelables figure parmi les *leaders* du pays dans le secteur des énergies renouvelables. La deuxième phase du parc Folha Larga Norte situé dans l'État de Bahia a été mise en service en 2021 [2]. Le complexe se compose de 82 éoliennes pour une capacité installée de 344 MW.

EDF Renouvelables détient également le parc éolien Ventos da Bahia, situé dans les communes de Bonito et Mulungu do Morro, d'une capacité totale de 365 MW dont 138 MW sont en construction.

De plus, EDF Renouvelables a lancé en fin d'année 2021 la construction d'un nouveau parc éolien Serra de Seridó de 242 MW dans l'État de Paraïba. Sa mise en service est attendue en 2023.

Chili

En 2021, le parc éolien de Cabo Leones, situé au nord du Chili, a été étendu avec 60 MW supplémentaires. En novembre 2021, EDF Renouvelables a également remporté une concession de 1 300 hectares de terrain pour développer de nouveaux projets renouvelables.

Chine

Mi 2021, EDF Renouvelables et son partenaire ont mis en service le parc éolien terrestre de Rongshui I et II d'une capacité de 88 MW.

États-Unis

En 2021, EDF Renouvelables a mis en service trois parcs éoliens aux États-Unis. Deux parcs sont situés au Texas : Las Majadas (272,6 MW) mis en service en février, et Coyote (242,5 MW) en mars. Le parc éolien de Milligan (300 MW) est situé au Nebraska, il a été mis en service au mois de mai. Par ailleurs, le parc éolien de King Creek (393,4 MW) au Texas, est actuellement en cours de construction. Un contrat d'achat d'électricité (PPA) de 15 ans pour une part de 100 MW a été signé entre EDF Renouvelables et Coopérative électrique de Pedernales Inc. (PEC) pour ce projet.

Lors de la vague de froid extrême au Texas en février 2021, des pics de prix de l'électricité sur plusieurs jours ont été observés. EDF Renouvelables a mis à l'arrêt quatre parcs éoliens et a dû réaliser des achats d'énergie à des prix très élevés afin d'honorer ses engagements contractuels.

Maroc

EDF Renouvelables et Mitsui & Co. Ltd., groupe international de trading et d'investissement avec un portefeuille d'activités diversifié, poursuivent la construction du parc éolien de Taza (87 MW), situé dans le nord du Maroc. La mise en service est prévue en 2022.

Pologne

EDF Renouvelables a mis en service trois projets de parcs éoliens, d'une puissance totale de 68 MW, remportés en appel d'offres fin 2019.

Portugal

EDF Renouvelables a cédé 149 MW nets de capacités éoliennes à un partenaire local.

Turquie

EDF Renouvelables a cédé l'ensemble de ses participations dans l'éolien terrestre en juin 2021.

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 14 GW bruts de projets en développement, en construction, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance. EDF Renouvelables est présent en Europe (Allemagne, Belgique, France, Irlande, Royaume-Uni) où il est le 8e acteur avec près de 2 GW de projets en construction. Il est aussi présent en Chine et a pris position aux États-Unis.

France

EDF Renouvelables est le *leader* de l'éolien en mer avec 4 projets remportés sur 7 dans le cadre d'appels d'offres lancés par l'État français.

- 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. L'ensemble des demandes d'autorisation a été accordé pour ces trois projets. Le montage partenarial associe EDF Renouvelables, Enbridge Inc. et wpd pour les projets de Fécamp et Courseulles-sur-Mer. Pour le projet de Saint-Nazaire, EDF Renouvelables est associé à Enbridge Inc. En 2019, l'État français a confirmé ces trois projets éoliens en mer. La construction du parc éolien de Saint-Nazaire, lancée en septembre 2019, s'est poursuivie en 2021 avec le lancement des travaux en mer [3]. Celle de Fécamp qui avait démarré en juin 2020 est en cours. En 2021, un financement participatif a été réalisé pour ce projet. Enfin, la construction du parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer a été lancée en février 2021.
- Le projet de Dunkerque a été remporté en juin 2019 par un consortium constitué d'EDF Renouvelables et des sociétés Innogy (actuel RWE) et Enbridge. Suite à un débat public organisé par la Commission particulière du débat public au quatrième trimestre 2020, le consortium en charge de la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc d'une capacité installée de près de 600 MW et RTE qui réalisera le raccordement électrique, ont confirmé en mai 2021 leur décision commune de poursuivre le développement du projet [4]. Depuis décembre 2021, EDF Renouvelables et Enbridge ont augmenté leur participation dans le projet éolien de Dunkerque, suite au retrait de RWE.
- En 2021, EDF Renouvelables a été présélectionné pour deux projets éoliens en mer lancés par le gouvernement. L'un est situé en Normandie et l'autre dans le Sud de la Bretagne pour un parc éolien en mer flottant.
- EDF Renouvelables mène par ailleurs un projet de parc pilote (Provence Grand Large) en mer Méditerranée basé sur la technologie de l'éolien flottant. L'opération de financement du projet a été réalisée fin 2021.

Chine

Fin novembre 2021, le parc éolien de Dongtai V de 200 MW, a été mis en service. Les parcs éoliens de Dongtai IV et V, d'une capacité totale de 502 MW, sont situés au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai. Ils sont détenus par la joint-venture composée de EDF (EDF Renouvelables et EDF Chine) et China Energy Investment Corporation (CEIC).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 12 avril 2021 « Le consortium Masdar, EDF Renouvelables et Nesma finalise le financement d'une centrale solaire de 300 MW en Arabie saoudite et lance sa construction ».

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 5 mai 2021 « EDF Renouvelables met en service un complexe éolien de 344 MW au Brésil ».

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 28 août 2021 « Construction du premier parc éolien en mer à Saint-Nazaire : finalisation de la fabrication des composants et poursuite des opérations en mer ».

(4) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 10 mai 2021 « Poursuite du développement du projet éolien en mer de Dunkerque et de son raccordement électrique suite au Débat Public ».

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 1,5 GW de capacité à développer [1].

Royaume-Uni
EDF Renouvelables a poursuivi en 2021 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. L'impact de la pandémie de Covid sur la chaîne d'approvisionnement mondiale ainsi que des problèmes techniques ont entraîné des retards dans le calendrier prévisionnel de la mise en service du projet.

EDF Renouvelables a également scellé un partenariat avec le malaysien Tenaga pour le parc expérimental de Blyth Offshore Demonstrator Limited (BODL) de 100 MW de capacité totale. Plus de 40 MW sont actuellement en exploitation. Le projet de parc éolien en mer flottant de Blyth II est actuellement en développement.

La filière solaire photovoltaïque

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque. À fin 2021, la capacité solaire installée s'élève à 4 703 MWc bruts (2 591 MWc nets), en augmentation de 801 MWc nets, soit + 45 %, par rapport à fin 2020.

EDF Renouvelables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 4 300 MWc bruts.

France
EDF Renouvelables 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 », c'est-à-dire des friches industrielles, des sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières. Ces sites peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques. L'entreprise cherche à développer également des projets solaires agrivoltaïques.

EDF Renouvelables a mis en service 18 centrales solaires en 2021 pour un total de 100,6 MW et a lancé la construction de 30 centrales solaires pour 240 MW nets de capacités. Le portefeuille de projets solaires en France d'EDF comprend 532 MWc de projets autorisés à fin 2021.

EDF Renouvelables a remporté un total de 153 MWc de capacité solaire au sol dans le cadre des appels d'offres de la CRE en 2021 (« Innovation 3 », « CRE 4.9 » et « CRE 4.10 ») et figure désormais troisième au classement des acteurs lauréats de ces appels d'offres. En mars 2021, EDF Renouvelables a remporté le projet de centrale solaire sur l'aéroport de Deauville-Normandie d'une puissance de 60 MW [2].

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

- des projets d'agrivoltaïsme : en janvier 2021, EDF Renouvelables aux côtés de la Chambre d'Agriculture France et la FNSEA, a signé une charte pour développer et mieux encadrer les projets photovoltaïques au sol sur terres agricoles. En mai 2021, EDF Renouvelables est entré au capital (à hauteur de 45 %) de Green Lighthouse Development (GLHD), pionnier des projets solaires agrivoltaïques en France ;
- des projets de centrales solaires flottantes : Lazer, le premier projet du groupe EDF situé sur le Buëch, dans les Hautes Alpes, est en cours de construction depuis février 2021. D'une puissance de 20 MWc, la centrale sera installée sur une retenue hydroélectrique, couvrant les trois quarts de la surface totale du plan d'eau.

Certains projets font l'objet d'une campagne de financement participatif qui permet d'associer des habitants de la région au financement des projets concernés. C'est le cas de 8 centrales en 2021. Enfin, EDF Renouvelables a signé 2 contrats de vente d'électricité (*corporate purchase agreements*, PPA) pour 2 centrales solaires de 70 MW de capacité cumulée.

Afrique du Sud
En septembre 2021, EDF Renouvelables et son partenaire Pele Green Energy ont été retenus pour construire et exploiter une centrale solaire de 100 MW au sein de la mine de platine de Mogalakwena, dans la province de Limpopo dans le cadre d'un appel d'offres mené par l'entreprise minière Anglo-American Platinum.

États-Unis
EDF Renouvelables Amérique du Nord construit près de 1,2 GW de projets solaires à fin 2021 et finalise notamment les centrales solaires de Maverick 6 et 7 en Californie pour un total de près de 310 MW.

Émirats arabes unis
En juillet 2020, le consortium constitué d'EDF Renouvelables et du chinois Jinko Power Technologie Co. Ltd. a remporté l'appel d'offres pour le projet photovoltaïque d'Al Dhafra. La future centrale solaire sera implantée à 35 kilomètres au sud d'Abu Dhabi. D'une capacité installée de 2 GW, elle représente le plus puissant projet solaire au monde et alimentera en électricité l'équivalent de 160 000 foyers locaux chaque année.

Grèce
EDF Renouvelables poursuit son développement dans le solaire avec la construction de deux centrales photovoltaïques pour un total de 90 MW et a mis en service 20 MW en 2021.

Inde
EDF Renouvelables développe son activité solaire au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune créée à cet effet en 2016 avec Total EREN [3].

EDEN finalise la construction de la centrale photovoltaïque de SECI III (450 MW) au Rajasthan, dans le nord de l'Inde.

Israël
EDF Renouvelables est *leader* sur ce marché avec plus de 20 centrales photovoltaïques pour une puissance totale de 427 MWc. Il a mis en service en juin 2021, la centrale solaire de Timna d'une capacité installée de 60 MW, dans la vallée de l'Arava. EDF Renouvelables construit actuellement 9 projets solaires au sol totalisant 120 MWc de capacités dont trois projets solaires flottants sur des réservoirs d'eau.

L'exploitation et maintenance

EDF Renouvelables, 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 Renouvelables exploite 17,5 GW à fin décembre 2021 avec près de 1 200 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur neuf pays. EDF Renouvelables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance en Amérique du Nord où elle gère plus de 13 GW. Ses positions en Europe et dans le reste du monde dépassent les 4 GW à fin 2021.

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 trois centres de supervision en temps réel situés en France à Colombiers, en Allemagne à Emden et en Californie à San Diego.

Depuis 2017, EDF Renouvelables détient une filiale spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer, la société allemande Offshore Wind Solutions GmbH (OWS). OWS intervient pour le parc éolien en mer de BARD Offshore 1 (400 MW) situé à 95 km des côtes allemandes en Mer du Nord.

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : en Belgique, en Grèce, au Royaume-Uni, en Allemagne et en France. Ces entités d'exploitation-maintenance sont destinées à positionner les équipes d'intervention au plus près des parcs éoliens ou solaires. Fin 2021, EDF Renouvelables a ouvert son premier centre de maintenance éolien en mer en France à La Turballe. Une centaine de techniciens de maintenance y travailleront en 2022 pour exploiter le futur parc éolien en mer de Saint Nazaire.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 1er juillet 2021 « Le groupe EDF remporte un projet éolien en mer de 1,5 GW aux États-Unis ».
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 26 mars 2021 « Lancement du projet de centrale photovoltaïque sur l'aéroport de Deauville-Normandie »
(3) Anciennement dénommé EREN Renewable Energy.

La filière des énergies réparties

France

EDF ENR intervient en qualité d'acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée. Elle 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, elle 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 45 000 installations réalisées, EDF ENR occupe aujourd'hui une position de *leader*.

Sur le marché résidentiel, elle réalise près de 30 % 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. Il 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, rebaptisées Photowatt Lab, 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 parallèle, 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 et 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.

Chine

En 2018, EDF Renouvelables a créé une co-entreprise avec Asia Clean Capital (ACC). La société commune vise à construire et exploiter un portefeuille de projets d'énergie solaire répartie en toiture.

En 2019, EDF Renouvelables a acquis, auprès d'ACC, une participation majoritaire dans un portefeuille d'actifs de 77 MWc d'installations photovoltaïques en toiture.

Israël

En 2021, EDF Renouvelables a été lauréat d'un appel à candidatures de la municipalité de Netanya représentant un potentiel d'environ 40 MWc pour développer du solaire en toiture.

Vietnam

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

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, connectées 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. 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.

États-Unis

EDF Renouvelables a mis en service un système de stockage de 35 MW dans le cadre du projet solaire Desert Harvest 2 en Californie. Actuellement, 180 MW de stockage sont en construction rattachés à des projets solaires. Les projets devraient être mis en service en 2022.

En septembre 2021, EDF Renouvelables a signé un PPA d'une durée de 15 ans pour réaliser et exploiter Desert Quartzite, un projet d'envergure de 377 MWc de capacité solaire couplé à un système de stockage (600 MWh) en Californie.

Royaume-Uni

En juin 2021, EDF Renouvelables, *via* sa *start-up* Pivot Power, a mis en service ses deux premières batteries connectées au réseau de transport, situées à Cowley (Oxford) (dans le cadre du projet *Energy Superhub Oxford* dirigé par Pivot Power) et à Kemsley, respectivement en juin et octobre 2021.

Fin 2021, Pivot Power a également lancé la construction d'une installation de stockage par batteries qui sera connectée au réseau national de transmission au nord-ouest de Birmingham. La batterie lithium-ion de 50 MW/100 MWh stockera de l'électricité pour alimenter plus de 100 000 foyers pendant 2 heures. La mise en service est prévue pour le printemps 2022 et comprendra initialement 38 chargeurs rapides à ultrarapides.

Pérou

EDF Renouvelables a remporté fin 2021 un appel d'offres pour un projet d'énergies renouvelables à Iquitos. L'entreprise assurera le développement, la construction et l'exploitation d'environ 100 MW de capacités photovoltaïques, et de plus de 100 MWh de stockage par batteries. L'entreprise a signé un contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec Electro Oriente, une entreprise publique péruvienne de distribution d'électricité.

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.

28 millions
SITES CLIENTS EN FRANCE (1)

243,8 TWh
VENTES D'ELECTRICITÉ EN 2021 (2)

37,9 TWh
VENTES DE GAZ EN 2021 (3)

(1) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg, dont 25,9 millions en électricité et 2,1 millions en gaz.
(2) Périmètre EDF Direction Commerce (hors cessions aux entreprises locales de distribution) + 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 1er 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.

Depuis six ans, le nombre de fournisseurs d'électricité actifs sur le territoire national, hors fournisseurs historiques, a plus que doublé. Il est passé de 24 fin 2015 à 51 au 30 septembre 2021 (1).

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 2021, selon le cas, à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'ARENH pour 100 TWh. Au guichet de novembre 2021 la demande des fournisseurs alternatifs pour livraison 2022 a atteint 160,33 TWh pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh. Voir aussi la section 1.4.3.3 « Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) ».

Le 13 janvier 2022, compte tenu du contexte de hausse des prix de l'électricité, le gouvernement français a annoncé une augmentation à titre exceptionnel de 20 TWh du volume de l'ARENH qui sera livré en 2022, à un prix de 46,2 €/MWh.

Le gouvernement a publié le 12 mars 2022 le décret (2) et les arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels d'ARENH sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire, à un prix égal à la moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale portant sur l'année 2022, soit 257 €/MWh. La CRE répartira les volumes additionnels d'ARENH entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022. Cette décision fixe le prix de rachat par EDF des volumes additionnels d'ARENH de 20 TWh devant être mis à disposition des fournisseurs en 2022. À la suite de la publication du décret et des arrêtés ARENH, EDF étudie toutes les possibilités de préserver ses intérêts.

Voir également dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » le risque 1A de la section 2.2.1 « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH ».

Cadre réglementaire

Commission de régulation de l'énergie – CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante chargée de contribuer, 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 associées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes du fournisseur ;
- le prix de l'ARENH, après publication du décret précisant les modalités 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 profils des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir la communication de toute information qu'elle juge utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, sous réserve du secret de la défense nationale et de certains secrets exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a donné, 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'à leur fonctionnement, à l'organisation et au contrôle parlementaire de ces autorités.

(1) Selon l'Observatoire des marchés de détail du troisième trimestre 2021 de la CRE : fournisseurs ayant déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse). Au 30 septembre 2021, un peu plus de 100 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire.
(2) Décret no 2022-342 du 11 mars 2022.

1.4.2.1.2 Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité

Accès aux tarifs réglementés d'électricité

Concernant les modifications du cadre législatif et réglementaire, et les mouvements tarifaires de l'année des tarifs réglementés de vente d'électricité en France (TRV – tarifs bleus), voir les notes 5.1.1 et 23 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 à la section 6.1.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi énergie climat, la situation pour l'électricité, 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 1er janvier 2016, ces sites ne peuvent plus souscrire d'offre aux tarifs réglementés de vente, 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 ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients ont droit à des tarifs réglementés de vente. 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 tarifs réglementés de vente au-delà du 31 décembre 2020. Les consommateurs n'entrant pas dans cette catégorie, à l'issue du processus décrit par la loi, ont perdu le bénéfice du tarif réglementé au 31 décembre 2020 ;
- 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 tarifs réglementés de vente.

Cadre réglementaire

Tarifs bleus – mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la 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, les clients résidentiels et non résidentiels [1] dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA ont droit au tarif réglementé de vente et 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 dans le but 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 6 200 conseillers clientèle, tous basés en France, et de ses 8 Directions Commerciales Régionales ;
- l'innovation permanente dans les domaines du numérique, de la mobilité électrique, des solutions d'autoconsommation ou encore des flexibilités électriques.

EDF est devenue 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 le domaine 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

EDF innove au quotidien et la satisfaction des clients particuliers est une priorité. Environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation après un contact téléphonique avec EDF. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie, publié en mai 2021, EDF présente également le plus faible taux de litiges, loin derrière ses principaux concurrents. L'expérience client offerte est à la fois numérique (espace client, tchat, *web call back*, application mobile, solutions numériques, réseaux sociaux, etc.) et humaine via ses conseillers, tous basés en France.

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité au tarif réglementé de vente et propose aussi une gamme complète d'offres de marché en électricité. Cette gamme était constituée en 2021 des offres « Mes Jours Zen », « Mes Jours Zen Plus », « Vert Électrique », « Vert Électrique Weekend », « Vert Électrique Auto », « Vert Électrique Régional » et « Digiwatt ». Cette dernière offre a été toutefois suspendue en décembre 2021 dans le contexte de hausse des prix de l'énergie. En 2021, L'offre « Vert Électrique Régional » a accueilli deux nouvelles régions, Pays de la Loire et Occitanie, en plus de la Bretagne. Cette offre a également obtenu le label VertVolt Choix Engagé de l'ADEME.

EDF propose une gamme d'offres de marché en gaz. L'offre « Avantage Gaz » propose un prix du kWh (hors taxes) fixe pendant quatre ans. L'offre « Avantage Gaz Durable », en plus des caractéristiques de l'offre « Avantage Gaz », propose une compensation carbone liée à la consommation estimée de gaz du client. L'offre « Avantage Gaz Connecté » donne aux clients la possibilité de piloter leur chauffage à distance grâce à l'achat d'un thermostat connecté. Depuis 2020 l'offre « Avantage Gaz Optimise » destinée aux clients préférant garder une référence au prix du tarif réglementé de vente de gaz vient compléter cette gamme. Cette offre est indexée à 2 % en dessous du prix du kWh HT du tarif réglementé de gaz.

Les fonctionnalités et les services

En lien avec ses offres de fourniture, EDF accompagne ses clients particuliers pour qu'ils puissent suivre et comprendre leurs consommations d'énergie. L'objectif est de les inciter à réaliser des économies d'énergie avec les solutions numériques « Mes Éco et Moi. » [2]. Les clients qui consultent plus de 2 à 3 fois par mois leur outil de suivi de consommation peuvent ainsi réaliser jusqu'à 12 % d'économies sur leurs factures [3].

EDF propose, en partenariat avec AXA, une gamme complète d'offres d'assistance, nommées « Solution Dépannage Confiance », déclinées en trois options pour bénéficier d'un dépannage rapide.

EDF commercialise également, en partenariat avec Axa, une offre d'assurance facture qui a été repositionnée et enrichie en 2021 avec « Assurénergie+ ». En cas d'hospitalisation, d'arrêt de travail, de perte d'emploi, d'invalidité, d'accident ou de maladie, le client perçoit une indemnité égale au montant mensuel estimé de ses factures d'énergie, et ce jusqu'à 1 an. Des aides pour faciliter son quotidien peuvent également lui être proposées en fonction de sa situation.

(1) Modalités d'éligibilité définies dans la décision du 29 janvier 2020 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale.
(2) Disponibles via l'espace client sur le site et l'application « EDF et Moi ».
(3) Enquête interne R&D EDF.

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. En plus des offres développées en 2019 (dépannage d'urgence, petits travaux, rénovation intérieure, entretien chaudière), IZI by EDF propose à présent des offres clé en main de rénovation énergétique autour des solutions de chauffage (pompes à chaleur, chaudières), d'isolation, de ventilation et de pose de fenêtres (avec le calcul et la déduction de toutes les aides réglementaires du devis client). Elle accompagne ses clients avec un interlocuteur dédié de bout en bout, un engagement fort de qualité et des solutions de financement.

IZI by EDF propose également une solution complète pour passer à la mobilité électrique incluant l'installation de la borne de recharge au domicile, la fourniture d'électricité verte avec « Vert Électrique Auto », le « pass mobilité » (opéré par IZIVIA) pour se recharger partout en Europe, et le véhicule électrique en leasing. Voir aussi la section 1.4.6.1.4 « Les autres activités de services du groupe EDF » – « IZI by EDF ».

Dans le cadre du dispositif « Coup de Pouce Chauffage » [1], EDF a lancé son offre « Mon chauffage Durable » dès janvier 2019. L'offre permet de remplacer un moyen de chauffage vieillissant par un chauffage performant. Cette offre va plus loin que le dispositif réglementaire en proposant des primes complémentaires.

En mai 2020, EDF a lancé « Check », un assistant déménagement sur smartphone. Proposé sous forme de *webapp*, Check fait bénéficier ses utilisateurs d'une *check-list* personnalisée pour ne rien oublier et déménager sereinement. Les clients ayant souscrit 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.

Enfin, EDF investit dans l'*open innovation* avec « EDF Pulse & You », une plateforme numérique et collaborative de co-construction avec les internautes et les *start-up*. Cette plateforme permet notamment de co-construire des objets connectés, d'améliorer des interfaces d'applications ou d'accélérer l'acceptabilité sociale autour des mobilités douces.

Afin de démocratiser l'accès au *crowdfunding* [2], EDF a lancé en 2021 un portail web dédié aux investissements participatifs pour la transition énergétique soutenus par le Groupe, accessible à partir de la plateforme EDF Pulse & You et en partenariat avec des opérateurs de *crowdfunding* agréés.

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 1er 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 TWh cumac.

La cinquième période des CEE (qui courra de 2022 à 2025) accroît l'efficience du dispositif (forte baisse des bonifications, contrôles des opérations avant dépôt), accent mis sur la rénovation globale des logements, renforcement des programmes multi-gestes CEE), renforcement en faveur des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, permettre notamment aux ménages grands précaires), hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWh) tout en accentuant l'effort pour les fournisseurs d'énergies carbonées. L'obligation nationale est fixée à 2 400 TWh cumac pour la période dont 730 TWh cumac d'obligation « précarité » cette dernière étant en hausse significative par rapport à celle de la quatrième période.

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. Il 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 [3].

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. Ainsi, EDF s'est engagé 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 va plus loin que les obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale [4] en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Voir la section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale ».

1.4.2.2.1.2 Les clients du marché d'affaires

Acteur ancré dans les territoires, EDF s'engage aux côtés de ses clients Entreprises et Collectivités pour accélérer leurs ambitions en matière de performance durable, de compétitivité et de décarbonation en lien avec l'objectif national de neutralité carbone.

Les offres d'EDF

EDF propose différentes gammes d'offres de fourniture d'électricité et de gaz ainsi que des offres de services. Elles visent à accompagner les clients entreprises et professionnels, notamment dans leurs démarches de décarbonation.

Pour les petites entreprises et professionnels, EDF propose des contrats simples associés à des services de gestion tout en optimisant leur approvisionnement en énergie. 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 une valorisation de leur capacité d'effacement le cas échéant.

À travers la structure de ses offres, EDF incite ses clients à optimiser leurs consommations en proposant, par exemple, une différenciation des prix entre heures pleines et heures creuses, ou entre prix d'été et prix d'hiver. Pour les clients professionnels, EDF propose également une offre innovante à prix réduits le soir, après 20 h, et les week-ends et jours fériés, utilisant les possibilités offertes par les compteurs communicants.

EDF dispose d'une gamme enrichie de solutions et services à destination de tous les clients en électricité ou gaz, grandes ou petites entreprises. Il s'agit par exemple du suivi en ligne des consommations, de la dématérialisation des factures, de l'assistance-dépannage, de conseils (optimisation de la puissance souscrite, audits et conseils énergétiques, aide à la mise en œuvre de la certification ISO 50001, etc.). Ces offres s'adressent notamment aux clients souhaitant s'engager dans un système de *management* de l'énergie. En complément, EDF propose des offres autour du génie électrique visant à sécuriser les installations électriques intérieures des clients.

S'agissant des très grands clients, EDF a mis en place des offres de service dédiées. Elles permettent de les accompagner dans leurs objectifs de décarbonation *via* la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO_2.

EDF accompagne également les clients Entreprises et Collectivités dans leur volonté de s'engager dans la transition énergétique :

- EDF propose à tous ses clients, et pour toutes ses offres d'électricité, la possibilité de choisir une option qui garantit une production d'électricité d'origine renouvelable correspondant à l'équivalent de 100 % de leur consommation. Il facilite leur communication vis-à-vis de leurs propres clients sur leur engagement dans la transition énergétique ;
- EDF développe également pour ses grands clients, avec sa filiale Agregio, des solutions de type PPA (*Power Purchase Agreement*) réalisées à partir d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable ;
- des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées sont proposées 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 de nouvelles 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 ;
- enfin, EDF accompagne ses clients Entreprises et Collectivités dans leurs projets de mobilité électrique au travers de conseils d'aide au dimensionnement des installations, de vente ou de location de bornes électriques de recharge et de services associés, en lien avec sa filiale IZIVIA. EDF a par ailleurs noué plusieurs partenariats avec des constructeurs et des *leaders* du secteur automobile.

(1) Lancé par le gouvernement le 14 janvier 2019.
(2) Investissement participatif.
(3) Sous réserve de répondre aux exigences strictes de la réglementation des CEE en vigueur et d'avoir transmis les justificatifs.
(4) Pendant la période de trêve hivernale, du 1er novembre au 31 mars, les fournisseurs d'électricité ne peuvent procéder, dans une résidence principale, à l'interruption de la fourniture d'électricité pour non-paiement des factures (article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles et décret n° 2014-274 du 27 février 2014 modifiant le décret n° 2008-780 du 13 août 2008).

La production de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

EDF encourage également ses clients industriels, tertiaires et collectivités à réaliser des économies d'énergie au travers de la réalisation de travaux sur les process industriels, l'isolation des bâtiments collectifs et tertiaires. EDF participe à la lutte contre la précarité à travers son lien avec les bailleurs sociaux et la rénovation de leur parc immobilier. 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.

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, il a conduit des transformations majeures pour améliorer significativement, et en continu, l'expérience client et la qualité de service délivrée.

EDF a mis en place un dispositif de suivi couvrant toutes les étapes de la relation client. L'objectif est d'anticiper les évolutions et attentes en matière de fourniture d'énergie, de services, d'informations et d'accompagnement. Cette approche a permis une hausse significative de la satisfaction globale sur l'ensemble des segments de clients d'EDF depuis 2017. Ces résultats ont été soulignés dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie publié en mai 2021 d'après lequel EDF a le plus faible taux de litiges, loin derrière ses principaux concurrents.

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, ports et aéroports).

Le groupe EDF agit pour ces clients dans trois domaines :

- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins décrits dans les appels d'offres) ;
- 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 2021, en matière de satisfaction globale vis-à-vis d'EDF Collectivités, plus de 9 clients sur 10 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 « Montant de charges » destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2020, 130 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation. Par ailleurs, EDF finance des programmes CEE notamment pour les collectivités.

1.4.2.2.2 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, pour les accompagner dans la transition énergétique et la décarbonation de leurs usages.

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.

En région, 45 Directeurs de Développement sont présents sur l'ensemble des territoires afin qu'EDF réponde au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes moyennes et rurales.

1.4.2.2.3 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 dimension protection du patrimoine que sur celle de 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. Tous les conseillers de la Direction Commerce sont équipés d'un PC portable et de moyens d'accès distants sécurisés. Le chiffrement de surface est activé sur tous les postes des conseillers. Les demandes d'exercice de droits des clients sont généralement gérées conjointement avec le Délégué à la Protection des Données (DPO).

1.4.3 Activités d'optimisation en France

L'électricité ne se stockant pas, EDF doit fournir, à chaque instant, la juste quantité d'électricité correspondant à la demande de ses clients, au meilleur coût. 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 et 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 de l'information privilégiée, 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 transactions du marché de gros de l'énergie.

Les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est requise doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la 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 et les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations de REMIT.

En France, la réglementation applicable est la suivante :

- la loi Brottes n° 2013-312 du 15 avril 2013 confie à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT, et au CoRDiS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT ;
- l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 précise les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, d'enregistrement des déclarations des personnes organisant des transactions à titre professionnel ;
- l'ordonnance n° 2020-891 du 22 juillet 2020 relative aux procédures devant le Comité de la CRE prise sur le fondement du II de l'article 67 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

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 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 la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » – facteur de risque 2C « Risque marchés énergies ».

Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne 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.

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 d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires) ;
- gestion des stocks (combustibles fossiles, 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 1.4.6.3 « 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 permis d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

Sur le périmètre d'EDF en France continentale, la DOAAT assure vis-à-vis du gestionnaire de Réseau de Transport d'Électricité RTE le rôle de « responsable d'équilibre ». Dans ce cadre, EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, qui permette de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF.

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 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

1.4.3.3 Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

Se reporter aux notes S.1.1 et 23 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2021 de la section 6.1 ainsi qu'à la section 1.4.2.1.1 "La concurrence".

1.4.3.4 Mécanisme de capacité

Se reporter à l'annexe 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2021.

1.4.3.5 Périmètres d'équilibre et de capacité dédiés aux Obligations d'Achat et ventes sur les marchés

Cadre réglementaire

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le développement a pour but de soutenir le développement de sources d'énergies renouvelables et de cogénérations présentant une efficacité énergétique. Conformément à la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les surcoûts résultant de cette obligation sont compensés sur la base d'une référence aux prix du marché de l'électricité (valorisation de « référence »). Suite à 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 1er juillet 2015.

(1) Source RTE

La DOAAT organise la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie. Ceci rend la gestion de ce périmètre totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Ainsi, depuis novembre 2015, 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. Les volumes prévisibles à long terme (la part dite « quasi certaine » des OA) sont vendus depuis janvier 2016 par appels d'offres transparents et non discriminatoires.

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.

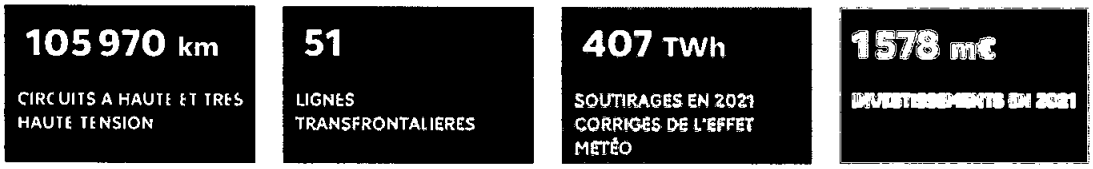
Depuis le 1er janvier 2017, les coûts de gestion de cette mission de service public sont compensés.

1.4.4 Activités régulées de transport et de distribution en France

Les activités de transport et de distribution d'électricité en France continentale 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 ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives) pour la moyenne et basse tension.

RTE, gestionnaire de réseau de transport indépendant suivant le modèle *Independant Transmission Operator* en droit communautaire et Enedis sont des filiales 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)



Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er 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 2021, avec moins de 100 000 kilomètres de lignes aériennes, plus de 6 000 kilomètres de lignes souterraines, 2 900 postes électriques en exploitation ou co-exploitation et 51 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe continentale. Son positionnement géographique 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, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les installations de production d'électricité quels que soient les choix énergétiques futurs. RTE, par son expertise et ses rapports, éclaire les choix des pouvoirs publics.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF au 31 décembre 2021, *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. 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 6 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 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.

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 exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051. 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 conditions d'indépendance posées par ce code. 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.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité :

- intégration du marché européen ;
- restructuration profonde du parc de production ;
- évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général ; et
- maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins de ses clients et de la collectivité.

Le 25 octobre 2021, RTE a publié les principaux enseignements de son étude prospective « Futurs énergétiques 2050 », une analyse détaillée de l'évolution du système électrique français. Ce rapport présente des trajectoires de consommation et des six scénarios de mix de production électriques qui garantiront la sécurité d'approvisionnement, tout en respectant les engagements pris par la France dans le cadre de l'Accord de Paris en 2015. Ce travail inédit est une première en Europe par l'ampleur de l'analyse proposée et de la concertation réalisée avec les parties prenantes de RTE.

Cadre réglementaire

Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité (TURPE Transport)

En application de l'art. 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. Le 1er août 2021, ce nouveau tarif est entré en vigueur, pour une période de quatre ans, avec une augmentation initiale de 1,09 %. Sur cette période tarifaire 2021-2024, la délibération prévoit une augmentation de 1,5 % par an en moyenne (sous réserve d'une inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an). La rémunération financière des actifs de RTE résulte du produit de la base d'actifs régulée (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 1er janvier 2022 à 15,1 milliards d'euros (1). Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours. Les dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement sont également déduites. Le taux de la dette, 2,4 % à partir de 2021 en application du tarif TURPE 6, est également à la charge de la part du TRV. Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

1.4.4.1.2.1 Maintenance de l'infrastructure de transport

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 d'urgence.

L'intégration progressive des nouvelles technologies, en particulier le monitoring, permet d'une part, d'optimiser les politiques techniques et, d'autre part, de développer la maintenance conditionnelle et prédictive en renforçant l'efficacité de chaque opération 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 rendra possible l'élaboration de nouvelles stratégies de gestion des actifs pouvant conduire à des équilibres différents entre maintenance, réhabilitation et renouvellement.

1.4.4.1.2.2 Développement et réalisation de nouveaux investissements

Dans un contexte de transition énergétique qui modifie les fondamentaux du système électrique français, RTE fait évoluer ses activités pour préparer et accompagner ces grandes mutations.

Chaque année, RTE élabore un programme annuel d'investissements soumis à la CRE pour approbation. En 2021, le montant total des investissements réalisés par RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 578 millions d'euros. Les principaux investissements ont porté sur :

- la poursuite des travaux de construction de l'interconnexion à courant continu « Savoie-Piémont » entre la France et l'Italie et la finalisation de la liaison « IFA 2 » entre la France et le Royaume-Uni mise en service en janvier 2021 ;
- le lancement des travaux de raccordement du futur parc éolien en mer du Calvados ;
- la poursuite des travaux du raccordement des parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Fécamp et Saint-Brieuc ;
- la fin de la reconstruction de la ligne à 400 000 volts « Avelin-Gavrelle » entre le sud de Lille et le nord-ouest d'Arras (mise en service en décembre 2021) ;
- la poursuite des travaux pour la création du poste 400/225 kV Sud Aveyron et d'augmentation de la capacité de la ligne 400 kV Eguzon-Marmagne ;
- le démarrage des travaux de réhabilitation de l'axe 225 kV Champagnole-Saône-Génissiat et de la reconstruction de Champvert Saint Eloi ;
- la poursuite de la mise en souterrain d'initiative locale (MESIL) de Villeneuve-la-Garenne ;
- la poursuite du programme « Haute-Durance » (sécurisation de l'alimentation de la vallée du même nom).

RTE prévoit sur la période 2021-2025 une hausse continue de son programme d'investissement (+ 50 % sur 4 ans). Elle traduit notamment la mise en œuvre de la trajectoire présentée dans le SDDR (Schéma décennal de développement du réseau) pour contribuer aux objectifs climatiques européens, accompagner la transition énergétique ainsi que les évolutions liées à l'intégration européenne des marchés. Elle se caractérise par la poursuite d'investissements importants en développement et renouvellement du réseau, des systèmes d'information et de l'immobilier.

Sont principalement concernés :

- le renouvellement du réseau vieillissant, avec un enjeu de reconstruction/réhabilitation du « réseau du quotidien » construit lors de l'électrification de la France dans les années 50. La pyramide des âges des actifs « réseau » de RTE va donner lieu, sur la seconde moitié de la décennie, à une poursuite de la hausse des investissements de renouvellement ;
- le développement du réseau en mer, avec des projets de raccordement de parcs éoliens *offshore* qui se concrétisent (entrée en service du parc de St-Nazaire en 2022) et qui se multiplient (lancement d'un 8e appel d'offres dans le cadre de la planification pluriannuelle de l'énergie).

En tant que gestionnaire d'infrastructures, RTE accompagne ces évolutions du mix énergétique français et fait évoluer ses pratiques afin d'augmenter sa performance. Le montant du programme d'investissements pour 2022 de RTE, approuvé par la CRE, est de 1 857,2 millions d'euros.

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 et dus aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés, 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.

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, la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et le développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent aux acteurs de marché d'acheter et de vendre de l'énergie dans d'autre pays de l'Europe, en jouant sur les 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 également les services que des Centres de coordination 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 5 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...) pour lesquels les gestionnaires de réseaux et les Centres de coordination élaborent actuellement des méthodologies communes avant leur mise en œuvre à compter de mi-2022 pour les premiers d'entre eux.

(1) Montant à valider par la CRE.

1.4.4.1.3 Bilan énergétique 2021

En France, la consommation corrigée d'électricité [1] (Corse comprise) atteint 468 TWh [2] sur l'année 2021. Elle progresse de 1,7 % par rapport à 2020 où elle avait atteint 460 TWh. Cette hausse est imputable à la reprise de l'activité économique après une année 2020 marquée par la crise sanitaire.

En 2021, le solde des échanges commerciaux français a connu une légère baisse de 0,2 % par rapport à l'année précédente pour s'établir à 43,1 TWh [3]. Le solde est toujours exportateur en 2021, sauf vis-à-vis de la zone CWE [4].

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 2021 de ces indicateurs sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 4 min 5 s (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et la fréquence de coupure de 0,33 (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

1.4.4.2 La distribution - Enedis



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).

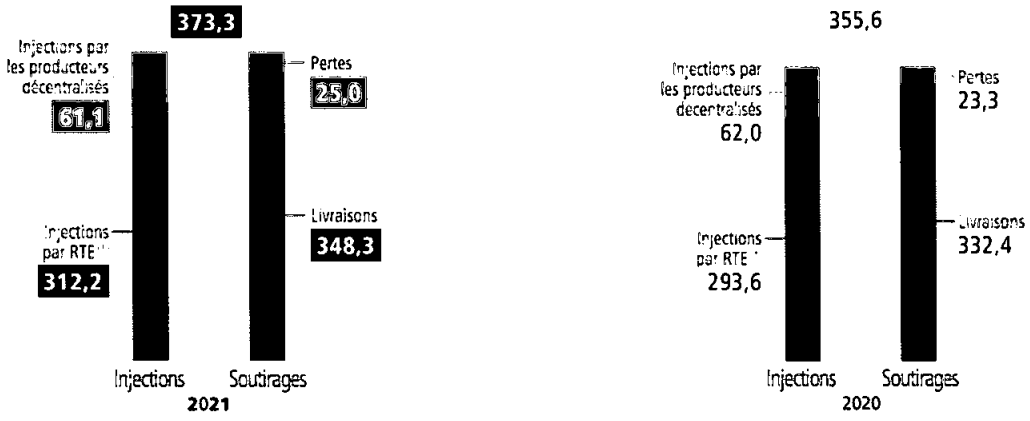
En 2021, Enedis a distribué l'électricité à plus de 37,7 millions de clients (points de livraison). Il a permis l'injection de plus de 514 532 sites de production en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,4 million de kilomètres. À ces chiffres il faut ajouter plus de 22 108 producteurs ayant déclaré des installations en autoconsommation sans injection. Ceci porte à plus de 536 640 le nombre total d'installations de production.

Le réseau de distribution dont Enedis est concessionnaire est constitué au 31 décembre 2021 d'environ :

- 658 836 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 732 881 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 243 postes sources HTB/HTA ;
- 801 385 postes de transformation HTA/BT.

Bilan simplifié des flux énergétiques

(en TWh)



(1) Les volumes d'injections RTE sont présentés nets du refoulement vers le réseau de transport

NB : les valeurs correspondent à l'expression en GWh de la première décimale des valeurs précises

Les pertes électriques sont inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution. Elles résultent principalement 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 1 495 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, 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 consultations organisées par la mission Obligation d'Achat, au sein de la DOAT.

L'accès d'Enedis aux droits à l'ARENH pour les pertes se fait, le cas échéant, au travers d'appels d'offres spécifiques auprès d'un panel de fournisseurs qualifiés pour ce produit.

(1) Consommation d'électricité qu'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.
(2) Donnée au 20 janvier 2022, source Bilan électrique.
(3) Source RTE – Bilan électrique.
(4) Central West Europe comprenant la France, l'Allemagne et le Benelux, dans laquelle les prix de marché sont couplés depuis 2010.

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 en 2008. Créée en 2008, ERDF est devenue Enedis le 1er juin 2016. Cette nouvelle dénomination traduit l'engagement fort de l'entreprise dans la transition énergétique au lendemain de la COP21. Elle permet également 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 du réseau public de 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.
- Depuis le 1er août 2020, le Directoire est composé de 5 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 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 ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ses activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales au titre de ses activités ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- 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 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.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

Évolution des investissements

En 2021, 4 379 millions d'euros ont été investis par Enedis. 1 856 millions d'euros ont été consacrés aux raccordements (consommateurs et producteurs) et à l'adaptation du réseau à la charge. 2 064 millions d'euros l'ont été à la qualité de la desserte, la sécurisation des réseaux, la sécurité, la préservation de l'environnement et le déploiement des compteurs Linky. Ce sont autant de domaines où les attentes identifiées des clients, des collectivités locales et des autorités concédantes sont particulièrement fortes. Enfin, 458 millions d'euros ont été investis dans les systèmes d'information et les moyens d'exploitation (véhicules, engins, immobilier…).

Les investissements de raccordement sont à leur plus haut niveau depuis 2015 du fait d'une forte croissance de la demande. Celle-ci 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 743 millions d'euros en 2021. Au total, près de 5 122 millions d'euros ont donc été investis en 2021, en France continentale, sur les réseaux de distribution.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2021	2020
Raccordements et renforcements	1 856	1 584
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	499	409
Outils de travail et moyens d'exploitation	458	379
Modernisation du réseau [1]	1 565	1 589
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	**4 379**	**3 962**
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS [2]	**743**	**730**
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**5 122**	**4 692**

(1) Dont Linky : 492 millions d'euros en 2021, 682 millions d'euros en 2020, 722 millions d'euros en 2019, 792 millions d'euros en 2018 et 612 millions d'euros en 2017 (dépenses de généralisation et liées à la post-expérimentation).

(2) 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).

Par ailleurs, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant comptabilisé en 2021 s'élève à 332 millions d'euros (contre 314 millions d'euros en 2020).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2021, le temps moyen de coupure, hors incidents transport et hors incidents exceptionnels, est de 57 minutes. Ce résultat, l'un des meilleurs depuis 15 ans, est la combinaison d'une année climatique relativement favorable et du bénéfice des actions de résilience menées ces dernières années. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur 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 2021, la FIRE a été mobilisée à 5 reprises.

Le développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre Enedis, en 2021, on constate une croissance importante des raccordements photovoltaïques avec 7 539 MW d'installations photovoltaïques nouvelles raccordées (contre 876 MW à fin 2020). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également avec 1 008 MW raccordés en 2021 (contre 789 MW en 2020).

À fin 2021, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 27,8 GW. Il est composé respectivement de 11,7 GW de centrales photovoltaïques et de 16,1 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques (1,6 GW), les cogénérations (2,6 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2021, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 33,9 GW.

Plus de 51 790 installations photovoltaïques petits producteurs ont également été raccordées en autoconsommation en 2021 ce qui représente prés de 96 % 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 marché de l'électricité

L'augmentation du nombre d'acteurs du marché s'est poursuivie en 2021. En 5 ans, le nombre de responsables d'équilibre à crû de plus de 37 % et le nombre de fournisseurs a doublé. À fin 2021, 70 responsables d'équilibre sont en activité. Enedis procède à la reconstitution des flux à leur périmètre pour nourrir le mécanisme de responsable d'équilibre porté par RTE. 93 fournisseurs d'électricité, opérant sur le marché français, ont un contrat avec Enedis définissant les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique en soutirage englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité. Par ailleurs, plus de 470 nouveaux acteurs tiers sont en contrat avec Enedis pour exploiter les données de consommation fines des clients, sur autorisation de ces derniers, à des fins de services énergétiques.

Cadre réglementaire

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution d'Électricité (TURPE distribution)

Le tarif d'accès d'Enedis est constitué à plus de 40 % des recettes perçues au titre de l'acheminement de l'électricité. Le TURPE, mis 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 2021, Enedis est co-concessionnaire avec EDF de 415 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.

Le 21 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. Vingt-cinq ans après l'accord de 1992 avec la FNCCR, ce nouvel accord associe France urbaine qui représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes. La plupart de ses membres disposent de la compétence d'autorité concédante de distribution publique d'électricité.

Le nouveau modèle de contrat entériné par cet accord 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.

En dépit de la crise sanitaire, le renouvellement des contrats de concession s'est poursuivi en 2021 à un rythme soutenu. Au 31 décembre 2021, 291 contrats de concession ont ainsi été conclus sur la base du nouveau modèle. Les négociations se poursuivent en vue de renouveler dans les meilleurs délais les contrats restants, signés selon d'anciens modèles de contrat.

Cadre réglementaire

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-4 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 lois, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique 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 travaillent en départements.

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. 3334-1 du Code de l'énergie prévoit que les 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[1].

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.

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF[2] 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) 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.

(2) Défini par l'art de L. 111-71 du Code de l'énergie.

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Pour répondre à la complexité de la Transition Énergétique, le réseau de distribution d'électricité poursuit sa révolution numérique

Les réseaux d'électricité deviennent de plus en plus complexes à gérer et à piloter en temps réel. Ceci est lié notamment à l'arrivée massive, sur le réseau de distribution, d'électricité produite à partir de sources renouvelables par nature intermittentes.

Dans ce contexte et pour répondre aux défis de la transition écologique, Enedis s'appuie sur les nouvelles technologies numériques permettant notamment l'équipement des réseaux avec des centaines de milliers de capteurs. Ceci permet de mieux gérer les flux d'électricité mais également de rendre les réseaux plus résilients aux aléas climatiques. Ainsi Enedis a pour objectif d'augmenter significativement ses investissements dès 2022 à 3,6 milliards d'euros (hors Linky) et les porter à 4 milliards d'euros d'ici à 2025. Enedis prévoit de maintenir au moins ce niveau d'ici à 2035 pour plus de 60 milliards d'euros d'investissements cumulés. Enedis a également élaboré des scénarios à l'horizon 2050 concernant la transformation des réseaux.

À ce jour, le déploiement, à l'échelle industrielle, des technologies *smart grids* est un levier essentiel pour permettre l'accélération de la transition écologique. L'exemple phare est le compteur bidirectionnel Linky. La phase de déploiement généralisé des compteurs Linky, lancée le 1er décembre 2015, s'est achevée le 31 décembre 2021. Ce déploiement est un succès : le coût final du projet est inférieur au budget initial, les délais ont été tenus et la performance du système de comptage est bonne. Les investissements cumulés (2014-2021) s'élèvent à 3 907 millions d'euros, pour 34,26 millions de compteurs Linky installés (1) dont 34 millions ouverts à tous les services. Le taux de compteurs Linky posés est ainsi de 90,1 %, un peu au-dessus de la valeur repère fixée par la CRE pour fin 2021 (90%). De plus, le taux d'équipement du parc en compteurs communicants, et ouverts à tous les services, se situe à 89,4 %, au-dessus de l'objectif incitatif fixé par la CRE (84,5 % à fin 2021).

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 régulée 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 % associée d'une régulation incitative relative au respect des coûts, des délais ainsi que la performance du système, portant alors la rémunération de la base d'actifs à 10,25 %. Elle peut se traduire également par des malus ne pouvant cependant pas dégrader la rémunération nette en deçà d'un plancher fixé à 6,25 %. Comme le prévoyait la délibération du 17 juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système sur les années 2021 et 2022 a été fixée par la délibération de la CRE du 23 janvier 2023.

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 2023-2032. Ce différé tarifaire, assorti d'une rémunération des coûts de portage financier fixée à 4,6 %, sera ainsi totalement apuré d'ici à 2032. Au 31 décembre 2021, le différé est de + 1 914 millions d'euros (2) (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 2021, en application du référentiel comptable en vigueur à ce jour).

Enedis s'attache également à faire connaître et valoriser les services rendus possibles avec Linky en particulier la création de nouvelles offres par les fournisseurs et la mise sur le marché par les équipementiers de matériels connectés à Linky (bornes de recharge démarrant aux périodes tarifaires avantageuses, gestion automatique de la recharge, aide à la gestion de la consommation pour les clients précaires…).

Enedis a aussi pour objectif d'équiper plus de 25 000 postes de distribution publique d'objets connectés d'ici à 2025. 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. Un quart 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 (2) 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 de collecte d'Enedis, 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 Liberté).

Un service public à impact positif au service de la transition écologique

Acteur majeur du système électrique français, Enedis est convaincue qu'il n'y aura pas de performance industrielle et économique sans exemplarité sociale, sociétale et environnementale.

Ainsi Enedis a construit un projet d'entreprise pour les années 2020-2025. Il est issu d'une expérience inédite de dialogue avec les parties prenantes internes et externes lancée en mai 2020. À l'issue de cette consultation, Enedis a pu affirmer ses valeurs et sa raison d'être informelle : « Devenir le service public préféré des Français au service de la transition écologique dans les territoires ».

Les attentes sur le thème de la Responsabilité Sociétale et Environnementale (RSE) sont ressorties très fortement. En conséquence, la politique RSE de l'Entreprise a été rendue plus lisible et ainsi plus visible. Elle développe de nouveaux principes tels que l'exemplarité en tant qu'employeur, l'élargissement de l'intégration des parties prenantes dans la gouvernance en région, le partage des *datas* issues des compteurs intelligents pour une meilleure maîtrise des nouveaux usages électriques ou encore le développement des territoires et la contribution à leurs politiques de développement durable.

Les ambitions et engagements de cette nouvelle politique RSE sont organisés autour de 3 piliers : un service public à impacts positifs pour la planète, pour les femmes et les hommes, pour les territoires. Ils se déclinent en 15 enjeux qui contribuent à 10 des 17 Objectifs de Développement Durable (ODD) de l'ONU.

(1) Y compris compteurs de l'expérimentation.

(2) L'Agence ORE (Opérateurs de Réseaux d'Energie) 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 multi-énergie, multigestionnaires de réseaux de distribution pour accompagner la transition énergétique dans les territoires français, en open data et sous forme de datavisualisations.

La France en tête grâce au réseau intelligent d'Enedis

Le service public de distribution d'électricité français a pris la première place du palmarès du SGI 2021 [1]. Il a été élu GRD [2] le plus smart du monde. Basée sur plusieurs critères, la note globale d'Enedis atteint les 96,4 % (sur 100 %). Enedis poursuit sa dynamique industrielle, technique et technologique pour faire du réseau public de distribution d'électricité en France, une référence mondiale pour les années à venir.

Agir pour atténuer le changement climatique

L'ambition d'Enedis est de contribuer à atteindre la « neutralité carbone » d'ici à 2050 en réduisant drastiquement ses propres émissions de gaz à effet de serre. Au-delà, Elle souhaite impulser une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs dans l'esprit du label RFAR (Relations Fournisseurs Achats Responsables). Les émissions résiduelles seront compensées par le financement de projets certifiés et auditables, au travers par exemple d'opérations de reforestation prévues majoritairement après 2030.

Enedis entend par ailleurs contribuer aux objectifs de l'Accord de Paris en accélérant le déploiement de solutions électriques décarbonées à grande échelle et la maîtrise de la consommation d'électricité grâce aux compteurs communicants et aux réseaux intelligents.

Enedis contribuera à la neutralité carbone d'ici 2050, en réduisant drastiquement les 1,2 Mt CO_2 équivalent de ses émissions propres (scopes 1 et 2) et en impulsant une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs et prestataires pour réduire le plus fortement possible les 2,4 Mt CO_2 équivalent du scope 3.

Pour atteindre un premier objectif de réduction de 20 % en 2025 par rapport à 2017 (année du dernier bilan CO_2 global), Enedis prévoit de :

- poursuivre l'électrification de son parc de véhicules, en visant 100 % de véhicules électriques pour les véhicules légers en 2030, et au plus tard en 2050 pour les engins de chantier (à fin 2021, la flotte d'entreprise est composée 3 647 véhicules électriques soit 20,5 %) ;
- remplacer progressivement ses groupes électrogènes de secours par des solutions mobiles à faibles émissions de CO_2 (batteries, piles à combustibles) ;
- réduire ses émissions de SF_6 grâce à une maintenance optimisée des postes sources et un changement de technologie pour les nouvelles cellules HTA (déjà mise en œuvre par certains de ses fournisseurs) ;
- réduire ses émissions liées aux achats des pertes grâce aux ENR dont la production se substitue en partie à des productions carbonées ;
- réduire les consommations d'énergie de ses sites tertiaires, dont ceux liées aux technologies de l'information, au rythme de réduction prévu par le « décret tertiaire » (40 % en 2030 par rapport à 2010) ;
- optimiser les déplacements personnels et professionnels : grâce au développement du télétravail, à la réduction des interventions chez les clients permises par le compteur Linky et à la diminution du nombre de réunions remplacées de plus en plus par des visioconférences ;
- engager ses fournisseurs et prestataires vers la neutralité carbone, au travers de chartes d'engagement, de critères environnementaux, d'écoconception des matériels et d'utilisation de matières recyclées. À cet effet, Enedis a proposé en 2021 une journée de « sensibilisation aux achats décarbonés » auprès de l'ensemble des acheteurs d'Enedis.

Enedis sera un acteur clé dans la mise en œuvre de la Stratégie Nationale Bas Carbone en favorisant les solutions électriques innovantes, en substitution aux énergies fossiles, et le pilotage intelligent du système électrique pour maîtriser les consommations.

Enedis se mobilise pour :

- faciliter l'intégration des nouvelles solutions électriques au réseau de distribution : énergies renouvelables (67 GW d'ENR à 2035), bornes de recharge électriques (12 millions connectées au réseau en 2035), autoconsommation, stockage ;
- développer l'usage de l'électricité et des processus plus efficients tels que les pompes à chaleur ;
- maîtriser les consommations grâce aux réseaux électriques intelligents et aux compteurs communicants ;
- assurer le pilotage intelligent du système électrique à un coût maîtrisé, en développant de nouvelles flexibilités.

Afin de valider sa stratégie bas carbone, Enedis contribuera aux engagements de réduction des GES du groupe EDF dans le contexte de la certification *Science Based Targets* (SBTi) portée par le Groupe.

En complément de ses actions en faveur du climat, Enedis œuvre en faveur de la préservation de la biodiversité. À titre d'exemple, il mène des actions visant à protéger les oiseaux des risques d'électrocution au travers de son partenariat avec la Ligue de Protection des Oiseaux (LPO) renouvelé en 2021. Il soutient d'autres actions sous la bannière « Entreprises engagées pour la nature ».

Par ailleurs, Enedis a engagé une vaste opération de sensibilisation de ses salariés au changement climatique au travers de la démultiplication de la « Fresque du Climat » (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique » – la « Fresque du climat »). À fin 2021, près de 5 000 salariés ont été sensibilisés au travers d'ateliers traitant des causes et des conséquences du changement climatique.

Enfin, le plan d'adaptation au changement climatique d'Enedis est en cours de finalisation. Il est réalisé selon les principes de la TCFD (*Task Force on Climate-related Financial Disclosures*) et tient compte à la fois des risques physiques et des risques de transition.

1.4.4.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés au réseau métropolitain continental. Il s'agit de 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 de plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux structures :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) 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) 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)

(1) Édition 2021 du Smart Grid Index de Singapore Power group. Le Smart Grid Index mesure l'intelligence des réseaux électriques à l'échelle mondiale en comparant plus de 80 opérateurs de réseau de distribution dans 37 pays, sur la base de 7 critères identifiés tels que respect de l'environnement, data, intégration des ENR, digitalisation, cybersécurité, satisfaction clients, etc. L'analyse comparative identifie également les meilleures pratiques pour construire des réseaux plus intelligents qui offrent le meilleur service aux clients.

(2) Gestionnaire de Réseau de Distribution.

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES SEI

	Données à fin 2021 Total
Nombre de clients	Environ 1 200 000
Longueur réseaux *(en km)*	Environ 38 300
Puissance nette installée du parc* *(en MW)*	2 005
dont parc hydraulique et autres renouvelables	22 %
dont parc thermique	78 %
Production* nette *(en GWh)*	6 061
dont production hydraulique	23 %
Achats d'énergie auprès des tiers *(en GWh)*	3 904
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	49 %
dont autres énergies	51 %
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE* ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 965**

** Données incluant la Direction EDF 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

Les centrales de production mises en service par EDF PEI entre 2012 et 2015 à la Réunion, en Martinique, en Guadeloupe et en Corse sont équipées de technologies innovantes. Elles permettent de délivrer les meilleures performances industrielles et environnementales. De plus, elles contribuent à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires.

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 seront construites et exploitées par la filiale EDF PEI. Dans les territoires où la PPE le prévoira, EDF PEI envisage d'exploiter de nouvelles centrales qui fonctionneront à la biomasse liquide (répondant aux exigences de la directive Red II) ou au gaz en Corse.

EDF PEI envisage également de convertir ses centrales existantes au bioliquide.

Actuellement partenaire dans une ferme photovoltaïque avec stockage en Guyane et dans une ferme éolienne avec stockage en Martinique (mise en service en 2019), EDF PEI renforce également sa présence dans les ENR par le biais de projets en relation avec EDF Renouvelables.

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 à poursuivre le développement et le renforcement des réseaux électriques. Au total, le groupe EDF a investi, en 2021, plus de 300 millions d'euros dans les activités Production (incluant EDF PEI) et Reseaux.

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

La loi de transition énergétique fixe un objectif d'autonomie énergétique à 2030 pour les DOM et à 2050 pour la Corse.

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux Système Énergétiques Insulaires : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie, à coûts de production compétitifs, mais aussi maîtrisés sur la durée. L'objectif est de les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables non synchrones dans les SEI. 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 a également raccordé et pilote plusieurs systèmes de stockage centralisé qui sont utilisés en réserve de puissance, en cas de perte d'un moyen de production, ou pour couvrir les pointes de consommation.

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. Une partie du cirque de Mafate à la Réunion est alimentée par de la production solaire avec une batterie et un stockage hydrogène. En 2021, EDF a mis en service à Saint-Georges de l'Oyapock en Guyane (4 000 habitants) un microréseau alimenté par 100 % d'énergies renouvelables (hydraulique et biomasse solide) 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 a engagé le déploiement dans les départements d'Outre-mer (hors Mayotte) et en Corse de 1,2 million de compteurs numériques d'ici fin 2023. 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 2021, plus de 715 000 compteurs ont été posés.

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 au travers de ses quatre activités : la distribution d'électricité [1], la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet à ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

ÉS effectue également des prestations au profit d'Entreprises Locales de Distribution (ELD), principalement dans l'est de la France.

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.

1.4.4.4.1 Distribution

Strasbourg Électricité Réseaux est la filiale de distribution d'ÉS. Elle exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique de plus de 15 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes qui lui ont concédé leur réseau de distribution d'électricité. Les contrats de ces concessions ont été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans. Le territoire desservi couvre les trois quarts du département du Bas-Rhin. Il

(1) L'activité de distribution est portée par la société Strasbourg Électricité Réseaux dans le respect des règles d'indépendance de gestionnaires de réseau.

compte plus de 575 000 points de livraison dans les différents niveaux de tension, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseaux en aval.

1.4.4.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'ÉS. À fin 2021, ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies plus de 563 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et plus de 113 000 en gaz, aussi bien particuliers qu'entreprises (tertiaire et industrie) ou collectivités.

En complément de la fourniture d'électricité et de gaz, ÉS Énergies Strasbourg propose à ses clients des services associés. Il s'agit notamment de services de dépannage (électricité, gaz ou plomberie) et de services digitaux destinés à aider les clients à mieux gérer leurs consommations d'énergie. ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement. Ils portent sur la rénovation et la construction dans l'habitat *via* un portail de mise en relation des clients avec un réseau de partenaires locaux. Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg est active dans le développement du photovoltaïque. Elle promeut la mobilité douce dont notamment les infrastructures de recharge des véhicules électriques.

1.4.4.4.3 Services énergétiques

ÉS Services Énergétiques, filiale spécialisée dans les services énergétiques, est détenue à parts égales par ÉS et Dalkia. En matière de transition énergétique, ÉS Services Énergétiques se positionne comme apporteur de solutions durables et créateur de performance énergétique. Elle propose des offres attractives sur les marchés globaux de performance et les contrats de performance énergétique, ainsi que 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. ÉS Services Énergétiques exploite trois grands réseaux de chaleur de l'Eurométropole de Strasbourg ainsi que la centrale biomasse qui alimente en énergie verte deux de ces réseaux, permettant d'économiser 40 000 tonnes de CO_2 par an, l'équivalent des émissions de 17 000 voitures.

1.4.4.4.4 Production d'énergie renouvelable

Géothermie profonde

ÉS est l'un des principaux acteurs de la géothermie profonde en France. Elle exploite depuis 2016 la première centrale de géothermie profonde à usage industriel à Rittershoffen dont la production thermique d'eau surchauffée renouvelable est d'environ 180 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 6 GWh/an.

ÉS a également engagé un troisième projet de géothermie situé à Illkirch-Graffenstaden au sud de Strasbourg. Les travaux, débutés en 2018, sont actuellement suspendus suite à des événements sismiques attribués à un opérateur tiers et ayant touché l'Eurométropole de Strasbourg fin 2020. Par ailleurs, les résultats techniques du premier puits étant nettement inférieurs à la cible pour une exploitation future, ÉS a procédé sur l'exercice 2020 à une dépréciation de ces actifs.

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 70 GWh d'électricité d'origine renouvelable et environ 112 GWh de chaleur d'origine renouvelable.

Hydraulique

La centrale hydraulique du Framont d'une puissance de 400 kW a été inaugurée en septembre 2019. Elle permet, selon l'hydraulicité, la production d'environ 1,5 GWh/an, soit la consommation électrique annuelle de 350 logements.

Par ailleurs, ÉS détient depuis 2011 une participation de 35 % dans le groupe SERHY, société 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/an.

1.4.5 Activités du Groupe à l'international

Le groupe EDF fournit de l'électricité et du gaz à près de 38,5 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 (voir 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ») et d'autres sociétés du Groupe (Imtech, EDF Renewables UK, Pod Point).

L'objectif d'EDF, le plus grand producteur d'électricité à faible émission de carbone du pays, est d'aider le Royaume-Uni à atteindre la neutralité carbone. Pour ce faire, EDF mène la transition vers un système énergétique décarboné dans ses sept domaines d'activité :

- la production d'électricité et la fourniture de prestations de démantèlement ;
- la fourniture aux particuliers et clients professionnels d'électricité, de gaz et de services énergétiques ;
- la construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point, en partenariat avec CGN ;
- le développement d'autres nouvelles centrales nucléaires ;
- les énergies renouvelables *via* EDF Renewables UK, filiale d'EDF Energy et co-entreprise entre EDF Energy et EDF Renouvelables ;
- la fourniture de services techniques et de solutions énergétiques et bas carbone sur les sites des clients *via* Imtech, une JV détenue avec Dalkia ;
- la mobilité électrique.

EDF Trading fournit des services d'optimisation et de gestion des risques au groupe EDF ainsi qu'à des tiers.

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens et le plus gros producteur d'électricité bas carbone au Royaume-Uni. Il produit environ 14 % de l'électricité du pays [1]. EDF Energy fournit du gaz et de l'électricité à environ 6 millions de clients professionnels et résidentiels à fin décembre 2021. La société emploie 11 141 collaborateurs au 31 décembre 2021 répartis sur différents sites à travers le pays.

EDF Renewables UK développe et met en place des projets de production et de stockage d'énergie renouvelable au Royaume-Uni et en Irlande. Il dispose de près de 1 GW brut de capacité en exploitation et de près de 4 GW en planification et en développement. Ceci inclut le développement de grosses batteries de stockage et de connectique haute performance pour permettre une recharge rapide des véhicules électriques *via* Pivot Power [2].

Imtech est l'un des principaux fournisseurs de services techniques et d'ingénierie au Royaume-Uni. Il intervient aussi bien dans les domaines des services d'ingénierie et de la contractualisation (Imtech Engineering Services et SUIR) que dans la gestion des installations techniques (Imtech Inviron), l'intégration des systèmes et des solutions numériques (Capula), les services énergétiques et contrats de performance énergétique notamment dans le secteur public (Breathe).

Dans le domaine de la mobilité électrique, EDF détient une participation majoritaire dans Pod Point, l'une des plus grandes sociétés d'installation de bornes de recharge de véhicules électriques au Royaume-Uni [3]. En novembre 2021, une part minoritaire du capital de Pod Point a été introduite à la Bourse de Londres. EDF vise

(1) Ce qui tient compte de la production d'électricité d'EDF Energy à partir de son parc nucléaire, de ses centrales à charbon et au gaz et de son parc éolien au prorata de ses pourcentages de détention. Si l'on ajoute les capacités d'EDF Renewables, la contribution totale d'EDF à l'électricité à faible teneur en carbone du pays s'élève à 15,76 %. EDF a également produit 1,1 % de l'électricité provenant des centrales à charbon et gaz.

(2) https://www.pivot-power.co.uk/who-we-are.

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 13 février 2020 « Le groupe EDF fait l'acquisition de Pod Point, un acteur majeur de la recharge pour véhicules électriques au Royaume-Uni ».

ans, à maintenir et renforcer sa position dominante dans les activités de recharge au Royaume-Uni en développant la recharge intelligente, en proposant des tarifs bas carbone et, plus largement, des services pour accompagner la transition vers la mobilité électrique.

EDF contribue à la mise en œuvre du « Plan en dix points pour une révolution industrielle verte » [1] du gouvernement britannique qui inclut des investissements de plus de 50 milliards de livres sterling dans la production britannique décarbonée d'ici 2035.

1.4.5.1.1 Stratégie et développement durable d'EDF au Royaume-Uni

EDF contribue aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Groupe et à sa trajectoire d'intensité carbone. Dans sa feuille de route pour le développement durable, il a présenté ses progrès et projets pour aider la Grande-Bretagne à atteindre la neutralité carbone et, plus largement, ses objectifs en matière de développement durable. Au cours de l'année qui a été celle de la COP26 sur le climat à Glasgow, EDF a mené une campagne au Royaume-Uni à la fois externe et interne auprès de ses salariés afin de les sensibiliser aux enjeux de la neutralité carbone.

Les récentes hausses des prix de l'énergie, induites par les prix mondiaux du gaz, pèsent fortement sur l'environnement opérationnel au Royaume-Uni. Au-delà des problèmes de pouvoir d'achat auxquels font face les clients et des fortes pressions financières subies par les fournisseurs d'énergie, cette crise a entraîné un niveau sans précédent de faillites de fournisseurs du marché de détail de l'énergie en Grande-Bretagne. À la suite de la cessation d'activité de Green Network Energy, de Utility Point et de Zog, EDF est intervenu afin de reprendre leurs 590 000 clients résidentiels cumulés dans le cadre du processus de fournisseur de dernier recours de l'Ofgem. Les niveaux de prix ont mis en évidence la nécessité d'investir dans l'électricité et les technologies bas carbone afin de mettre un terme à la dépendance du Royaume-Uni vis-à-vis des importations de combustibles fossiles. Ils ont également montré l'importance de fournisseurs fiables et résilients tels qu'EDF.

Dans le cadre de son activité client, EDF Energy dessert 3,7 millions de foyers et d'entreprises britanniques ainsi que des services publics au sens large, à travers une expérience client d'excellence (EDF a maintenu un score *Great* – Très bon – sur Trustpilot. Il figure en 3e position sur 22 fournisseurs d'énergie notés par Citizens Advice sur la période juillet-septembre 2021 et en 2e position parmi les grands fournisseurs tels que définis par l'Ofgem). EDF Energy aide les ménages, les entreprises et le secteur public britanniques à atteindre la neutralité carbone, dans des domaines tels que la mobilité électrique, le chauffage à faible émission de carbone, les services de flexibilité et les compteurs intelligents associés à des solutions liées à la donnée.

EDF Energy remplit ses obligations réglementaires en tant que *leader* dans le domaine des installations d'efficacité énergétique. Il intervient par le biais du programme d'obligation des énergéticiens (*Energy Company Obligation* – ECO) et dans le cadre du programme national de déploiement à moindres coûts de compteurs intelligents dans les foyers et petites entreprises. En 2021, EDF Energy a installé près de 452 000 compteurs intelligents supplémentaires.

La crise sanitaire, combinée au mécanisme de plafonnement des tarifs par défaut sur le marché résidentiel britannique, à la crise énergétique de 2021 et à un environnement extrêmement concurrentiel, a démontré que la maîtrise des coûts et un modèle d'exploitation efficient et résilient demeurent des priorités essentielles. Afin de faire évoluer son offre et de renforcer sa relation client, EDF a annoncé un partenariat commercial avec Kraken Technologies. Il porte sur la migration, à compter de 2023, des données relatives à ses 3,7 millions de clients résidentiels et PME vers la plateforme EnTech, *leader* du marché. Le délai de réalisation de ce projet est de 18 mois. Cette plateforme adaptable permet également à EDF de répondre aux besoins énergétiques futurs de ses clients dans le cadre d'un passage à la voiture électrique ou l'installation d'une pompe à chaleur par exemple.

En matière de production d'électricité, la priorité d'EDF est d'assurer le maintien d'activités sûres, fiables et commercialement rentables. Ceci implique de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à travers la centrale au charbon de West Burton A. La centrale dispose d'accords de capacité au Royaume-Uni jusqu'en septembre 2022, date à laquelle elle cessera de produire, soit deux ans avant la date limite de sortie du charbon décidée par le gouvernement britannique.

EDF Energy, qui a déjà entamé le démantèlement de la centrale au charbon de Cottam fermée en 2019, explore des approches de démantèlement et de déconstruction durables telles que l'économie circulaire. L'un des éléments clés d'une transition juste et bas carbone réside dans l'accompagnement de la main-d'œuvre sur lequel EDF travaille en étroite collaboration avec les syndicats.

En août 2021, EDF a finalisé la vente de la centrale CCGT de West Burton B (1 332 MW) et d'une batterie de 49 MW sur ce même site à EIG.

L'actuel parc britannique de centrales nucléaires d'EDF fournit environ 15 à 20 % de l'électricité du pays depuis le milieu des années 1970. Il traverse une période de changement qui a fait l'objet de nombreux travaux préparatoires. Depuis l'acquisition du parc nucléaire britannique en 2009, EDF a investi 6 milliards de livres sterling et a produit plus de 30 % d'électricité bas carbone de plus que prévu initialement.

EDF Energy a pris la décision de faire passer en phase de déchargement du combustible les centrales de Dungeness B (à compter de juin 2021), Hunterston B (d'ici janvier 2022), et Hinkley Point B (d'ici juillet 2022). La fermeture des quatre centrales RAG restantes est actuellement prévue d'ici 2028. Aux termes d'un accord conclu avec le gouvernement britannique en juin 2021, il incombe à EDF d'opérer le déchargement du combustible des sept centrales RAG dans les dix prochaines années.

EDF s'engage à garantir l'excellence nucléaire et à tout mettre en œuvre afin de préserver les compétences ainsi que les savoir-faire techniques pendant cette période de transition pour le secteur nucléaire.

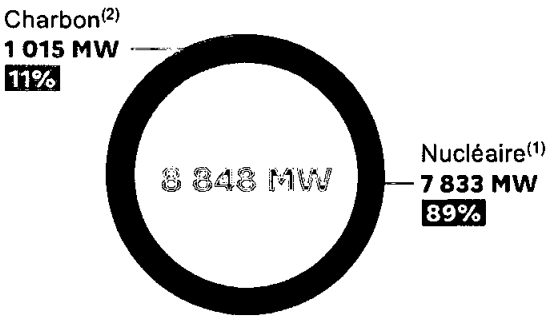
En partenariat avec China General Nuclear Corporation (CGN), EDF construit deux nouvelles tranches nucléaires (d'une capacité totale de 3,2 GW) à Hinkley Point dans le Somerset, reposant sur la technologie EPR. EDF Energy travaille également à la préparation du projet de construction d'un EPR similaire de 3,2 GW à Sizewell, dans le Suffolk, avec le soutien actif du gouvernement britannique. Des discussions sont en cours concernant le financement du projet (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire »). Dans le cadre de ses projets, EDF Energy explore également des solutions qui utilisent le fonctionnement du réacteur nucléaire pour produire de l'hydrogène et de la chaleur.

(1) *EDF working to help deliver Government's "10 point plan" for green recovery* (EDF contribue à la mise en œuvre du « plan en 10 points » du gouvernement pour une « révolution industrielle verte ») https://www.edfenergy.com/about/green-recovery.

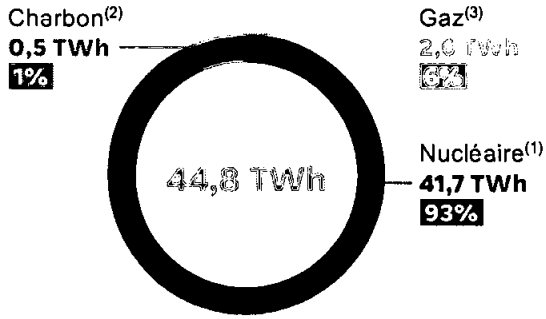
1.4.5.1.2 Les activités d'EDF Energy

Capacité installée et production d'EDF Energy au Royaume-Uni - 2021

Capacité installée



Production d'électricité



(1) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80 % 20 % entre EDF Energy et Centrica.
(2) La capacité de charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ».
(3) La capacité de gaz inclut 1,35 MW de Barkantine CHP.
NB : les valeurs sont arrondies.

EDF Energy	31/12/2021	31/12/2020
Électricité fournie [1] *(en GWh)*	43 372	40 850
Gaz fourni *(en GWh)*	36 032	29 462
Nombre de comptes clients résidentiels *(en milliers)* [2]	5 512	4 837
Nombre de salariés [3]	11 581	11 717
Taux global d'accidents déclarés [4]	0,47	0,59
Nombre total de prises (Pod Point)	159 677	91 610

(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 salariés en congé maternité. Hors effectif Pod Point.
(4) Taux global d'accidents déclarés : nombre annuel total d'accidents du travail conduisant à un arrêt de travail, un décès, la nécessité d'un aménagement de poste ou d'un traitement médical (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 pour Hinkley Point C s'élève à 0,062 à fin décembre 2021.

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 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 pour chacune de ses centrales nucléaires existantes et pour les centrales en construction et 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 garantie de mise en œuvre de la réglementation environnementale qui s'applique aux sites nucléaires civils.

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 (le « 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 ;
- la loi sur l'énergie de 2013 (partie 3) (« EA 2013 ») a confié 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 détaille la désignation des 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, et qui prévoient la protection des travailleurs et du public contre les rayonnements ionisants ;
- *the Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016* et *The Environmental Authorisations (Scotland) Regulations 2018*. Les réglementations de 2016 fournissent le cadre actuel d'autorisation des substances radioactives, celles de 2018 fournissent le cadre d'autorisation des activités environnementales et incluent 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 autorisées et 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 conditions de licence pour les sites nucléaires sur la base de son régime de surveillance et d'application des lois. L'ONR dispose de pouvoirs d'exécution 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. La sanction maximale pour le non-respect de la législation en matière de sûreté est une amende illimitée ou une peine d'emprisonnement d'une durée maximale de deux ans pour les Directeurs ou les deux.

1.4.5.1.2.2 La production nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires (soit quinze réacteurs) d'une capacité totale de 8,9 GW au Royaume-Uni (au 1er janvier 2021). Centrica détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société mère détenant les actifs de production nucléaire (hors Nouveau Nucléaire).

Le 7 juin 2021, il a été annoncé que Dungeness ne serait pas remis en service et entrerait en phase de déchargement du combustible avec effet immédiat. À Hunterston B, le réacteur 3 a cessé de produire le 26 novembre 2021 comme prévu.

La capacité totale à fin 2021 s'élève ainsi à 7,8 GW.

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 2021, 7 événements de sûreté ont été enregistrés, dont 6 étaient de niveau 1 (anomalie) et 1 de niveau 2 (incident) sur l'*International Nuclear Event Scale* (échelle INES). Il s'agissait, pour ce dernier, d'une perte de la connexion au réseau sur le site de Heysham.

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 d'EDF Energy. En 2021, la dose individuelle moyenne reçue par l'ensemble des employés des sites nucléaires d'EDF Energy a été d'approximativement de 0,050 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2021 a été de 5,9 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 maintenir le niveau de sûreté requis. Celle-ci est réestimée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de tests 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 courante entre les arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de dix-huit 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 minutieux et plus étendu (*Periodic Safety Review* – PSR). Il doit également être validé par l'ONR afin de pouvoir poursuivre l'exploitation. Le prochain PSR à soumettre à l'ONR est prévu en janvier 2024 pour Sizewell B avec une décision attendue en janvier 2025.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans et Sizewell B pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience en matière de sûreté accumulés 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 six ans en moyenne.

Voir également dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » et dans le risque 5A la section dédiée au « Parc nucléaire au Royaume-Uni ».

PUISSANCE ET PRODUCTION PAR CENTRALE NUCLÉAIRE

Centrales nucléaires	Puissance [1] *(en MW)*	Production [2] *(en TWh)*	
Centrales nucléaires RAG		2021	2020
Dungeness B	1 090	(0,2)	(0,2)
Hartlepool	1 185	5,7	8,5
Heysham 1	1 060	5,8	6,1
Heysham 2	1 240	5,8	8,9
Hinkley Point B	965	4,8	1,8
Hunterston B	985	0,4	2,3
Torness	1 200	6,7	9,9
Centrale nucléaire REP			
Sizewell B	1 198	6,7	8,4
TOTAL	8 923	41,7	45,7
FACTEUR DE CHARGE [3]		[illegible] %	58 %

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau au 1er janvier 2021. Au 31 décembre 2021, Dungeness B et le réacteur 3 de Hunterston B sont passés en phase de rechargement du combustible et la capacité des réacteurs de production a atteint 7 343 MW.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts pour rechargement du combustible, les arrêts programmés et les arrêts fortuits. Les données de production relatives à Dungeness B sont exclues à compter du 1er décembre 2021.

(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 2021, la centrale Dungeness B a été incluse jusqu'au 31 mars et le réacteur 3 de Hunterston B jusqu'au 30 septembre, 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.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc de production nucléaire a produit 41,7 TWh en 2021, 4,0 TWh de moins qu'en 2020 (45,7 TWh). La réduction de la production est en grande partie due :

- à cinq arrêts réglementaires effectués en 2021 contre deux en 2020 ;
- à des pertes non planifiées découlant de la suspension du rechargement du combustible à Heysham 2 et à Torness, la réparation d'un manchon thermique à Sizewell B ainsi que la validation d'un dossier de sûreté relatif à une fuite au niveau d'une canalisation du générateur de vapeur à Hartlepool ; partiellement compensées par
- des pertes non récurrentes en 2020 principalement liées à des arrêts de sécurité dus au graphite à Hunterston B et Hinkley Point B ainsi que la réduction de 50 % de la production de Sizewell B, entre mai et septembre 2020, à la demande du gestionnaire de réseau (National Grid) du fait d'une demande estivale nettement inférieure à la normale.

Les arrêts réglementaires programmés ont été effectués sur le réacteur 1 de Hartlepool, le réacteur 7 de Heysham 2, le réacteur 4 de Hunterston B, Sizewell B et le réacteur 1 de Torness.

Dungeness B a commencé l'année à l'arrêt afin de résoudre un certain nombre de problèmes de sûreté. Le 7 juin, il a été annoncé que la centrale ne serait pas remise en service et qu'elle entrerait en phase de déchargement du combustible avec effet immédiat.

À Hunterston B, le réacteur 3 a cessé de produire de l'électricité le 26 novembre 2021 et le réacteur 4 de Hunterston B le 7 janvier 2022, comme prévu initialement.

Les deux réacteurs de Hinkley Point B ont été remis en service à la fin du premier trimestre 2021. L'objectif est de faire fonctionner chaque réacteur pendant deux périodes de six mois, sous réserve d'une inspection du graphite et d'une approbation réglementaire supplémentaire entre les deux périodes. En 2020, il a été décidé d'arrêter la production de Hinkley Point B au plus tard le 15 juillet 2022.

Le rechargement du combustible en phase de production est suspendu sur les quatre réacteurs de Heysham 2 et Torness afin de permettre d'effectuer des modifications sur un composant de la machine de rechargement. Le rechargement du combustible se fera donc à l'arrêt en 2022.

L'arrêt réglementaire pour le rechargement à Sizewell B a été prolongé de trois mois afin de remédier à la dégradation d'un certain nombre de manchons thermiques au niveau du mécanisme des grappes de commande. La centrale fonctionne de nouveau à pleine charge.

DURÉES D'EXPLOITATION* ATTENDUES ET DATES DE FERMETURE

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	41 ans	15 ans	2024
Hartlepool	RAG	Août 1983	41 ans	15 ans	2024
Torness	RAG	Mai 1988	40 ans	17 ans	2028
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	40 ans	17 ans	2028
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035

** Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par la NDA.*

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 de « très haute activité » (*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 britanniques et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). L'utilisation d'une série de filières de recyclage et d'évacuation des déchets permettra d'exploiter au mieux le centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria. 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 leur 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 basées sur des politiques plus larges établies à l'échelle de l'entreprise en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Cadre réglementaire

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 possible, à ce que les matières radioactives et les déchets radioactifs présents sur les sites soient contrôlés et confinés de manière adéquate à tout moment, jusqu'à leur rejet ou leur stockage.

En Angleterre, l'Agence pour l'environnement (*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 Prevention Control*), les autorisations de rejet de la loi sur les ressources en eau. Les autorisations d'activités soumises au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (*Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme*) sont également réglementées par l'Agence pour l'environnement.

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 a annoncé qu'il avait établi que le stockage en couches géologiques profondes est la solution 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, confiant à un entrepreneur l'élimination sûre et sécurisée.

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 HAW provenant des sites écossais, le gouvernement mène une politique de stockage à long terme en subsurface à proximité du site pour leur élimination.

Démantèlement des installations nucléaires

Au Royaume-Uni, EDF est soumise à la condition 35 de la licence de site nucléaire, qui exige la soumission des plans et des programmes détaillés de démantèlement et de gestion par l'ONR. Toutefois, ces exigences ne sont être prises en compte avec d'autres dispositions légales telles que les Règlements de 1999 sur les réacteurs nucléaires, l'évaluation de l'impact environnemental pour le démantèlement, qui exige 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 PDP (*Nuclear Decommissioning Proposals*) 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 ») exposant comment l'exploitant constituera les 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 PDP. Voir également la note 15.2.3 « Provisions pour démantèlement » des annexes aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2021.

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 Liability 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 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 responsabilité d'EDF Energy, toutes les centrales AGR seront transférées à la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Voir également la note 15.2.1 « Cadre réglementaire et contractuel » des annexes aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2021.

1.4.5.1.2.3 La production thermique et stockage gaz

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre d'unités	Type de centrale	Puissance (en MW)	Production (en TWh) 2021	2020
West Burton A	Nottinghamshire	1969	2	Charbon et OCGT [1]	1 000	0,5	1,2
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycles Combinés Gaz	1 332	2,6	4,9
TOTAL [2]	ROYAUME-UNI		5		2 332	3,1	6,0

(1) Turbines au gaz à circuit ouvert.
(2) Les écarts sur les totaux sont dus aux arrondis.

La centrale de Cottam a fermé le 30 septembre 2019, après plus de 50 ans de service. La décision de fermeture a pris en compte l'évolution des conditions de marché ainsi que la volonté d'être proactif en matière de décarbonation de la production d'électricité. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent bien et la démolition s'achèvera probablement au quatrième trimestre 2025.

La centrale de West Burton A est entrée en phase de démantèlement partiel le 1er octobre 2021, réduisant le nombre de tranches disponibles de 4 à 2 (et la capacité de 1 987 MW à 1 000 MW). West Burton A a annoncé qu'elle fermera le 31 septembre 2022 et entrera en phase de démantèlement complet (exécution faite de son contrat de capacité 2021/2022). La décision de fermer la centrale est conforme à l'engagement d'EDF de contribuer à atteindre la neutralité carbone. En 2021, West Burton A a produit 0,5 TWh d'électricité, soit 0,7 TWh de moins que l'année dernière, principalement en raison de la décision stratégique de réduire le stock de charbon actuel et de devenir la centrale de dernier recours en vue de sa fermeture.

La centrale CCGT de West Burton B a été cédée le 31 août 2021. Elle a généré 2,6 TWh d'électricité entre le 1er janvier 2021 et le 31 août 2021, soit une baisse de 2,30 TWh par rapport à 2020.

EDF Energy exploite également une installation de stockage de gaz en milieu de cycle dans le Cheshire. Hill Top Farm a démarré ses activités 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 des conditions difficiles du marché et des besoins importants d'investissements. Les travaux de déconstruction avancent bien et devraient être finalisés au plus tard au quatrième trimestre 2024.

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 CO_2 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 (UK ETS) et la taxe britannique de soutien du prix du carbone.

Le système britannique d'échange de quotas d'émission (SCEQE britannique) est entré en vigueur le 1er janvier 2021, remplaçant la participation du Royaume-Uni au SCEQE européen et fonctionnant selon des règles globalement comparables à ce dernier. Les enchères du SCEQE britannique ont débuté en mai 2021. Le SCEQE britannique a permis d'obtenir des prix du carbone comparables, dans l'ensemble, à ceux du SCEQE européen. Toutefois, comme escompté pour un système nettement plus petit, le marché du SCEQE britannique s'est avéré moins liquide que le SCEQE européen et les prix plus volatils. D'autres évolutions du SCEQE britannique sont attendues au cours des prochaines années, notamment l'alignement du plafond du nombre de quotas, compte tenu de la transition du Royaume-Uni vers la neutralité carbone. Dans l'accord de commerce et de coopération (ACC) conclu en décembre 2020, le Royaume-Uni et l'UE ont convenu d'envisager de lier les deux systèmes mais aucun engagement n'a été pris en ce sens. Aucune évolution n'est intervenue sur ce sujet en 2021.

La taxe de soutien du prix du carbone appliquée aux producteurs d'électricité en Grande-Bretagne est fixée à 18 £/tonne jusqu'en mars 2024.

1.4.5.1.2.4 La Division Clients

	31/12/2021	31/12/2020
Électricité fournie aux clients *(en GWh)*	43 372	40 850
Gaz fourni aux clients *(en GWh)*	30 032	29 462
Nombre de comptes produits clients résidentiels en fin de période *(en milliers)*	5 512	4 837

La Division Clients est en charge de la fourniture de gaz et d'électricité aux clients résidentiels et professionnels en Grande-Bretagne, ainsi que de l'optimisation sur le marché de gros des actifs liés à production d'EDF Energy et à la clientèle.

EDF Energy vend de l'énergie à deux grands segments de clientèle : les clients particuliers et les entreprises. La taille des clients professionnels varie allant des grands contrats du service public jusqu'aux petites entreprises privées. EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différenciées pour ses clients particuliers et professionnels.

EDF Energy continue de rechercher des opportunités de rachat de l'électricité produite par des grands sites d'énergie renouvelable. En 2021, EDF et RWE ont conclu un contrat de quinze ans portant sur l'achat de l'ensemble de l'électricité produite par le parc éolien Sofia. Ce parc deviendra l'un des plus grands parcs éoliens *offshore* d'Europe une fois sa construction achevée en 2026.

EDF Energy est l'un des *leaders* britanniques dans le domaine des installations d'efficacité énergétique, au travers du programme d'obligation des énergéticiens (*Energy Company Obligation Scheme* – ECO). La plateforme *I&C Battery Flexibility Services* a obtenu 211 MW supplémentaires au cours de l'année grâce à des contrats conclus pour une durée allant de 7 à 12 ans.

EDF reste engagé dans son programme de déploiement de compteurs intelligents. Il contribue à la modernisation des infrastructures britanniques permettant l'émergence des réseaux intelligents et la tarification en fonction de l'heure de consommation ce qui contribue à la résilience du réseau alors que le Royaume-Uni s'oriente vers un futur bas carbone.

Clients particuliers

En 2021, EDF Energy a fourni 12 541 TWh d'électricité et 35 228 TWh de gaz aux clients particuliers. Au 31 décembre 2021, EDF Energy détenait 3,252 millions de comptes clients électricité et 2,261 millions de comptes clients gaz. Le taux de résiliation en 2021 (17 %) a légèrement diminué par rapport à 2020 (20 %). Ceci s'explique par le ralentissement du taux de résiliation au second semestre dans un contexte de crise énergétique. La part de marché d'EDF Energy est ainsi passée de 9,3 % fin 2020 à 10,5 %(1) à fin octobre 2021.

La crise sanitaire a eu un impact considérable sur l'entreprise en 2020 avec des conséquences plus limitées en 2021 grâce à la reprise économique qui a suivi la levée des restrictions. Toutefois, compte tenu de l'augmentation du coût de la vie causé par le ralentissement économique dans l'ensemble du Royaume-Uni, le coût de la facture énergétique en raison de la hausse des prix mondiaux du gaz suscite des inquiétudes pour les clients vulnérables. EDF est très impliqué dans les propositions du gouvernement et de l'Ofgem destinées à revoir les questions de résilience des fournisseurs, méthodologie de plafonnement des tarifs et préservation du pouvoir d'achat des clients.

Crise énergétique

Les prix de gros du gaz et de l'électricité au Royaume-Uni ont considérablement augmenté au cours de l'hiver 2021. Ceci est lié à la baisse des stocks de gaz à la suite d'un hiver froid, aux retards dans la certification du gazoduc Nordstream II, à la forte demande de gaz en Asie et à une panne imprévue de l'interconnecteur entre le Royaume-Uni et la France. Ces hausses de prix peuvent être, pour une grande partie, répercutées sur les clients B2B. Les clients résidentiels sont protégés, quant à eux, par le plafonnement du tarif variable standard (SVT) fixé en fonction des prix de marché *forward* du semestre précédent.

Cette rigidité dans la méthodologie du prix plafond implique que le tarif variable standard est à présent le moins cher du marché, et considérablement inférieur au coût marginal d'approvisionnement. Au total, une trentaine de fournisseurs ont fait faillite en 2021, les plus importants étant Bulb, qui comptait 1,7 million de clients, et Avro Energy qui dénombrait 580 000 clients. Certains d'entre eux ont fait faillite en raison d'une politique de couverture insuffisante tandis que d'autres ont été dans l'incapacité de faire face aux besoins de trésorerie dans un contexte de prix de l'électricité aussi élevés.

Les clients de ces fournisseurs en faillite sont protégés par le mécanisme de fournisseur de dernier recours (*Supplier of Last Resort* – SoLR) de l'Ofgem. Il prévoit la désignation d'un nouveau fournisseur garantissant ainsi la continuité de l'approvisionnement ou, à défaut, d'un administrateur. Les coûts supportés par les fournisseurs restants afin de remplir les obligations leur incombant en qualité de SoLR peuvent être recouvrés par le biais d'un processus de mutualisation des coûts. Dans ce cadre, des demandes de prélèvement, approuvées par l'Ofgem, sont soumises aux opérateurs de réseaux de gaz et d'électricité en vue de leur recouvrement via les coûts de distribution. Les coûts encourus sont donc répercutés à terme sur les consommateurs au travers des tarifs de fourniture. Il existe un décalage entre le moment où les coûts sont engagés et leur recouvrement ce qui représente un impact financier important pour les fournisseurs d'énergie qui interviennent en tant que SoLR dans le contexte actuel du marché.

EDF Energy a été désigné SoLR pour Utility Point qui dénombrait 220 000 comptes clients. Les données relatives à ces clients ont été migrées sur les systèmes informatiques d'EDF Energy entre novembre et décembre 2021. EDF Energy a également été désigné SoLR pour Zog Energy (11 700 comptes).

EDF Energy est confronté à des pertes financières supplémentaires liées aux prix élevés de l'énergie en raison de l'obligation de proposer des tarifs variables standards plafonnés (SVT) à tous les clients. La plupart des clients dont l'offre fixe arrive à échéance, choisissent en effet à l'heure actuelle un tarif SVT, ce qui dans les circonstances de marché actuelles ne permet pas à EDF Energy de facturer des tarifs reflétant les coûts réels d'approvisionnement. Un risque supplémentaire réside dans l'incertitude concernant la politique d'approvisionnement et de couverture liée au fait que les clients peuvent, en fonction de l'évolution des prix de marché, résilier à tout moment leur contrat SVT, sans frais de résiliation.

EDF Energy s'engage très activement auprès du régulateur, du gouvernement et des autres parties prenantes dans le cadre des réflexions concernant la réforme de la réglementation des marchés.

(1) Chiffre publié par Cornwall Insight.

Évolutions réglementaires

Plafond tarifaire par défaut

- L'Ofgem a mis en place un plafonnement des tarifs pour les clients particuliers le 1er janvier 2019.
- Le niveau du plafond est actualisé tous les 6 mois pour tenir compte de la révision des coûts. Depuis le 1er janvier 2020, le champ d'application du plafonnement du tarif par défaut couvre les clients résidentiels approvisionnés par des compteurs à crédit et à pré-paiement.
- En août, l'Ofgem a recommandé au gouvernement que le plafond tarifaire par défaut soit maintenu en 2022.
- En juillet 2021, le gouvernement britannique a annoncé son intention d'introduire une nouvelle législation qui permettrait de maintenir le plafond tarifaire au-delà de 2023, si nécessaire.
- Le 3 février 2022, l'Ofgem a annoncé le nouveau plafond des prix de l'énergie pour le tarif SVT applicable à partir d'avril 2022 pour les six mois suivants. L'augmentation de 54% annoncée est estimée correspondre à un coût moyen de 693 livres sterling par an pour un profil de consommateur standard. En parallèle, le gouvernement britannique qui a annoncé des mesures visant à réduire ce surcoût pour les ménages, et l'Ofgem poursuivent leurs consultations sur les changements potentiels concernant la méthodologie de plafonnement des prix afin qu'elle reflète correctement les coûts, les risques et les incertitudes auxquels sont confrontés les fournisseurs.

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.

Le gouvernement britannique a confirmé qu'il y aurait une nouvelle obligation, pour tous les fournisseurs, de continuer à installer des compteurs intelligents pour la période allant de janvier 2022 à décembre 2025. Il a mené des consultations sur les objectifs minimaux annuels d'installation que tous les fournisseurs devront atteindre pendant les deux premières années, en 2022 et 2023. Les objectifs n'entrent pas dans le champ du principe précité constant à prendre « toutes les mesures raisonnables » pour l'installation des compteurs. Ces objectifs sont ambitieux et il existe un risque réel que les fournisseurs ne les atteignent pas étant donné que l'installation d'un compteur intelligent reste facultative pour les clients. EDF et d'autres fournisseurs collaborent avec le gouvernement britannique pour définir des objectifs futurs permettant un achèvement du déploiement qui concilie rythme d'installation, normes techniques adaptées et expérience client positive.

EDF Energy s'engage à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui veulent bénéficier de cette nouvelle technologie. En 2021, EDF Energy a installé 452 000 compteurs intelligents supplémentaires et, à fin 2021, environ 43 % des clients d'EDF Energy éligibles disposent de compteurs intelligents. À date, EDF Energy a installé un total de 2,4 millions de compteurs intelligents. Ces progrès continus ont été réalisés malgré un contexte défavorable d'interruption du déploiement des compteurs intelligents lié à la crise sanitaire pour garantir la sécurité de ses clients et installateurs ainsi qu'à la pénurie de carburant à l'échelle nationale.

Clients professionnels

En 2021, le segment des clients professionnels a fourni un total de 30,83 TWh d'électricité dont 1,94 TWh à 221 000 petites entreprises (« PME »), et 28,89 TWh à 9 200 clients de taille moyenne et à 5 000 grandes entreprises commerciales et industrielles (« C&I »). Le marché des clients professionnels au Royaume-Uni représente environ 164,1 TWh, faisant d'EDF Energy le deuxième fournisseur d'électricité en volume auprès des clients professionnels.

Après la baisse de la demande constatée durant la crise sanitaire en 2020, le segment des clients professionnels au Royaume-Uni a connu une augmentation de 0,3 TWh sur 6 mois à compter du 30 avril 2021 tandis que ce segment a augmenté de 1,3 TWh en 2021 *vs* 2020 pour EDF Energy.

En ce qui concerne les PME, la gestion des risques liés à la crise sanitaire a été le principal objectif pendant une grande partie de 2020 et 2021. Des mesures ont été prises pour prendre en compte les risques supplémentaires dans les tarifs proposés, augmenter les limites de crédit et limiter l'expansion dans des secteurs plus risqués, afin de protéger la position d'EDF. Malgré cela, le nombre de clients a augmenté d'environ 10 % dans l'électricité et d'environ 31 % dans le gaz en 2021.

Le volume du segment des moyennes entreprises a continué à se concentrer sur le nombre de compteurs qui a progressé de 42 % depuis le début de l'année.

En ce qui concerne le segment des grandes entreprises, une approche ciblée a permis l'acquisition de douze nouveaux clients en 2021 (soit le double par rapport aux années précédentes). En outre, 21 contrats avec de grandes entreprises ont été renouvelés.

En ce qui concerne le marché du rachat de l'électricité, EDF a développé son activité de contrats d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreement*). 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. EDF a également remporté l'appel d'offres lui permettant d'acheter la production annuelle de 6,5 TWh du parc éolien Sofia qui devrait être pleinement opérationnel en 2026.

Optimisation des marchés de gros

Principes généraux

Les politiques relatives aux activités d'achats d'énergie et de gestion des risques d'EDF Energy s'inscrivent dans celles du groupe EDF. Elles 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 sa marge brute.

Le département Optimisation des marchés de gros a vocation à gérer, de façon centralisée, les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy, en respectant des limites de risques et un cadre de contrôle prédéfinis. Il assure une interface unique avec les marchés de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy, et négocie et gère des services d'accès au marché 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 séparément 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 2021, ces achats ont représenté environ 6,7 TWh.

La plateforme innovante *Powershift* d'EDF a enregistré ses premiers clients en 2019. Elle propose à ses clients de la flexibilité et des services de prévisions pour le stockage et la production à petite échelle afin de rémunérer l'effacement de consommation.

La position d'acheteur net d'EDF Energy sur le marché de gros, pour les volumes livrés en 2021, a été d'environ 1,1 TWh (y compris les ventes structurées). En 2021, EDF Energy a vendu environ 31,0 TWh et a acheté 32,1 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO_2

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émissions de CO_2 sont conclus par EDF Energy pour couvrir les besoins en combustible provenant de ses centrales thermiques ainsi que la fourniture et le stockage de gaz pour ses clients. Ces achats sont basés sur les prévisions de production des centrales ainsi que sur les objectifs de stocks de combustible. En 2021, l'approvisionnement en charbon d'EDF Energy, soit 45 kt, provenait de l'international.

Pod Point

L'acquisition de Pod Point a renforcé et accru la valeur d'EDF Energy au Royaume-Uni. EDF Energy a vendu 8 565 produits en lien avec les véhicules électriques.

EDF Energy a accéléré la promotion des solutions pour véhicules électriques (VE) auprès de sa clientèle existante et a capté une part importante de nouveaux clients procédant à l'achat d'un VE.

Cette acquisition conjugue l'avantage de premier entrant de Pod Point, déjà bien adapté au marché en croissance des VE, avec la forte expertise industrielle d'EDF Energy dans l'exploitation et la logistique et son expérience dans le domaine des compteurs intelligents. Ceci permet à EDF d'être *leader* d'un marché requérant un service de haute qualité.

Pod Point a été introduit avec succès à la Bourse de Londres le 4 novembre 2021, levant 105 millions de livres sterling pour financer la croissance future du marché britannique des VE. L'introduction en Bourse a valorisé Pod Point à 352 millions de livres sterling, ce qui représente une hausse significative par rapport à l'évaluation faite au moment de l'investissement initial d'EDF en février 2020 (participation d'EDF : 77,7 %). EDF a conservé une participation de 54,05 % dans Pod Point après l'introduction en Bourse.

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 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 »).

Parallèlement, des accords ont été signés pour le développement au Royaume-Uni de deux centrales nucléaires, l'une à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C », basé sur la technologie EPR) et l'autre à Bradwell dans l'Essex (projet « Bradwell B », basé sur la technologie UK HPR1000).

Hinkley Point C (HPC)

EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

Comme tout projet de cette ampleur, le projet comporte des risques industriels importants pouvant engendrer des retards et des dépassements du coût à terminaison du projet. Ces risques sont détaillés en section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle – 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

Gestion de la crise sanitaire Covid

Depuis le début de la crise sanitaire, le projet a étendu les mesures pour assurer la sécurité des effectifs sur site et dans les bureaux. Elles sont continuellement adaptées afin d'appliquer les meilleures pratiques et de limiter autant que possible le nombre de contaminations. À compter de juillet 2021, les mesures ont été allégées conformément aux directives gouvernementales, ce qui a permis d'accroître la présence sur site, mais certaines mesures de prévention sont restées en vigueur.

En conséquence, le site est resté ouvert et opérationnel depuis le début de l'épidémie. Cependant, les travaux réalisés sur et en dehors du site ont continué à être impactés par la crise sanitaire en 2021. Ainsi, les mesures de distanciation sociale n'ont pas permis d'augmenter la présence sur site autant que prévu pendant une partie de l'année ce qui a impacté la productivité. Le nombre de personnes sur site en 2021 est passé d'environ 5 000 en janvier à environ 7 400 en fin d'année.

Avancement du projet

- Sur l'unité 1, les dalles à 1,5 m et 5,15 m du bâtiment réacteur sont achevées. Dans l'îlot conventionnel, la dalle de béton de 2 500 m^3 qui supportera la turbine a été réalisée.
- L'avancement du tunnel émissaire de 1,8 km est terminé et les travaux ont démarré sur le second tunnel de prise d'eau. La fabrication des 6 têtes de prise et rejet d'eau en mer est achevée.
- Les travaux électromécaniques ont démarré dans une première salle suite à l'achèvement des travaux de génie civil. Sur la tranche 2, le premier rondeau du *liner* de confinement a été posé dans le bâtiment réacteur en novembre 2021, 11 mois après la pose de celui de la tranche 1.
- La fabrication des équipements essentiels a progressé. Ainsi, les poutres du pont polaire sont achevées et la première turbine basse pression, qui mesure 20 mètres de long, a été fabriquée.

Financement du projet

- EDF a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord préalable.
- Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme de compensation des surcoûts entre les deux actionnaires en cas de dépassements du budget initial ou de retard. Ce mécanisme est applicable et sera déclenché le moment venu. Ces accords font partie d'un accord bilatéral d'actionnaires signé entre EDF et CGN en septembre 2016 et sont soumis à une clause de confidentialité (voir la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).
- Les besoins de financement du projet excédant l'engagement contractuel des actionnaires (*committed equity*), les actionnaires seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*) à un horizon estimé, à ce jour, de fin 2023. Cela pourrait amener le Groupe à augmenter sa contribution au financement du projet et à augmenter sa participation (66,5 % actuellement) si son partenaire décidait de ne pas contribuer à ces engagements en fonds propres additionnels.

Coûts du projet et calendrier

Les objectifs de calendrier et de coûts à terminaison du projet ont été mis à jour le 27 janvier 2021 [1] sur la base suivante :

- un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 en juin 2026, au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 ;
- des coûts à terminaison du projet estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling 2015 [2], soit entre 26 et 27 milliards de livres sterling en monnaie courante [3] ;
- le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 est estimé respectivement à environ 15 et 9 mois. La probabilité de réalisation de ce risque est élevée.

Les risques relatifs au calendrier et aux coûts à terminaison ont augmenté en 2021 en raison de l'impact persistant de la crise sanitaire [4], d'une performance du génie civil plus faible que prévu, des tensions sur les marchés mondiaux des matériaux de construction et des répercussions du Brexit. De plus, les travaux *offshore* ont été ralentis en raison de retards dans l'obtention des permis. Une action judiciaire est en cours.

Des plans d'actions sont en cours afin d'atténuer le risque de retard et des actions sont entreprises pour améliorer la performance du génie civil.

À la fin de l'année 2021, les coûts réels, hors intérêts intercalaires, au titre de l'ensemble du projet [5] s'élèvent à 15,3 milliards de livres sterling (en monnaie courante), ou à 13,6 milliards de livres sterling 2015. Les intérêts intercalaires s'élèvent à 835 millions d'euros.

Compte-tenu des difficultés rencontrées par le projet notamment sur le génie civil et les travaux maritimes, et de l'accroissement des risques tels que le conflit ukrainien, le Brexit, le COVID, la perturbation des chaînes d'approvisionnement et l'inflation, une nouvelle revue complète visant à mettre à jour les estimations des coûts et du calendrier annoncées en janvier 2021 [6] est en cours et doit être finalisée d'ici l'été 2022. Voir également dans le chapitre 2, le risque 4A « Hinkley Point C – EPR (Royaume-Uni) ».

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

L'ONR a été régulièrement informé de la gestion de la crise Covid et des plans d'atténuation mis en œuvre. Il a confirmé que les mesures de contrôle étaient en place et conformes aux directives du *Public Health England*.

L'ONR a autorisé le démarrage de la phase des montages de masse en novembre 2021.

L'autorisation de l'ONR sera nécessaire pour l'acheminement des premiers composants en provenance de Framatome et pour la livraison du combustible sur site.

Contrat pour Différence (Contract for Difference – CFD) [7]

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 qui a été déclaré compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État par la Commission européenne en octobre 2014. La décision de la Commission a été contestée par l'Autriche qui a demandé son annulation devant le Tribunal de l'Union européenne, lequel a rejeté ce recours par un arrêt du 12 juillet 2018. Le 22 septembre 2020, la Cour de justice de l'Union européenne a rejeté l'appel de l'Autriche et confirmé la décision de la Commission autorisant l'aide du Royaume-Uni en faveur de la centrale nucléaire HPC.

Signé le 29 septembre 2016 à l'instar de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, le CfD vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix du marché sur

(1) Voir le communiqué de presse EDF du 27 janvier 2021 « Actualisation du projet Hinkley Point C ».
(2) Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro. Coûts déterminés le 27 janvier 2021 en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume-Uni (OPI for all new work index).
(3) Coûts calculés sur la base d'une hypothèse de 2 % d'inflation pour la période de construction.
(4) Le calendrier annoncé en janvier 2021 supposait la capacité d'entamer une montée en puissance avant de revenir à des conditions normales sur le site à compter du deuxième trimestre 2021.
(5) Montant calculé aux bornes du projet en cohérence avec les coûts à terminaison du projet.
(6) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 janvier 2021 « Actualisation du projet Hinkley Point ».
(7) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents.

une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2.

À la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur devra payer la différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 £$_{2012}$/MWh. Le prix d'exercice sera réduit à 89,50 £$_{2012}$/MWh si le projet Sizewell C conclut un contrat pour différence ou une mesure de rémunération similaire, avec une compensation de Sizewell C à HPC, afin de partager les coûts d'EPR, les premiers du genre au Royaume-Uni, entre les deux projets ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée de paiement est de 35 ans. En cas de retard de l'unité 1 conduisant à sa mise en service commerciale postérieure au 1er mai 2029, ou de retard de l'unité 2 conduisant à sa mise en service commerciale postérieure au 31 octobre 2029, la durée de paiement de 35 ans correspondante sera réduite de la période de retard excédant la date associée ;
- par ailleurs, tout retard de mise en service commerciale de l'unité 1 de plus de 4 ans après la date limite prévue par le contrat pour l'unité 2 (soit au-delà du 31 octobre 2033, sauf extension de cette date conformément aux termes du contrat) autorise le gouvernement britannique (sans obligation) à mettre fin au contrat. Compte tenu de la crise sanitaire, HPC a formulé une demande d'extension des fenêtres de COD auprès de la LCCC (1) en évoquant la force majeure comme le permet le CfD. Les discussions avec la LCCC se poursuivent ;
- 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 quinzième et vingt-cinquième années, et de révision, à certaines conditions, des coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Program*).

Il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD, ni de plafond. En revanche, le contrat comporte des clauses de protection contre le risque de changement de loi et contre tout risque de réduction de la fourniture d'électricité au réseau de sorte que le projet n'est pas impacté par l'occurrence de ces deux événements.

Exposition et gestion des risques de change, taux et inflation

Au-delà de la mise en service, le TRI de l'investissement en euros dépend principalement des variations de la livre sterling et de l'inflation au Royaume-Uni, les revenus étant exprimés en livres sterling et indexés à 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. Post CfD, une variation du prix de l'électricité de 10 £$_{2012}$/MWh a un impact de 0,1 % sur le TRI.

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 livres augmente et son TRI baisse en conséquence. Une stratégie de couverture a été mise en place au niveau 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 (FDP)

Les contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets (*Funding Decommissioning Programme* – FDP) d'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.

SIZEWELL C

Principales caractéristiques du projet

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR à Sizewell dans le Suffolk, pour une capacité totale de 3,2 GW. La centrale fournirait de l'électricité à 6 millions de foyers pendant environ 60 ans. Le développement du projet est mené par EDF qui détient 80 % du projet à fin 2021, CGN détenant les 20 % restants.

Le projet repose sur un objectif de réplication d'HPC la plus étendue possible.

À la date de la décision finale d'investissement (FID) au plus tard, EDF prévoit de réduire sa participation à 20 % au plus, et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation). Par conséquent, le projet vise à réunir les conditions permettant à des tiers et prêteurs d'investir dans le projet.

Après la FID, le groupe EDF prévoit de fournir la conception, certains équipements et composants nucléaires essentiels (notamment les générateurs de vapeur, l'instrumentation et le contrôle, le combustible) ainsi que les services correspondants.

Soutien du gouvernement britannique au développement de projets nucléaires de grande capacité

En décembre 2020, dans le cadre des mesures à prendre en vue d'atteindre la neutralité carbone en 2050, le gouvernement britannique a annoncé son ambition de mener au moins un projet nucléaire de grande capacité jusqu'à la décision finale d'investissement d'ici la fin de la législature (soit 2024), sous réserve d'un bénéfice financier avéré et de l'obtention de toutes les autorisations requises.

Le 27 octobre 2021, dans le cadre de l'examen des dépenses 2021, le gouvernement britannique a annoncé :

- jusqu'à 1,7 milliard de livres sterling alloués au développement de projets nucléaires de grande capacité sur la période 2022-2025 ;
- être en négociations actives avec EDF concernant le projet Sizewell C.

Le cadre de régulation et le mécanisme de partage des risques

Le 26 octobre 2021, le gouvernement britannique a présenté la loi *Nuclear Energy (Financing) Bill* définissant le cadre de financement des futurs projets nucléaires basé sur le modèle dit Base d'Actifs Régulée (BAR). La dernière lecture a été adoptée par la Chambre des Communes le 10 janvier 2022, date à laquelle le projet de loi a été transmis à la Chambre des Lords pour examen.

Il s'agit d'un modèle généralement utilisé au Royaume-Uni pour le financement d'infrastructures de grande échelle tels que les réseaux 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 régulateur fixe un niveau de revenu autorisé pour le projet lui permettant de recouvrer les coûts (construction et exploitation) auquel s'ajoute un retour sur investissement sur le capital investi (sur la valeur des actifs). Ce modèle vise à permettre aux investisseurs de partager les risques liés à la construction et à l'exploitation du projet avec les consommateurs. Dans le cas d'un modèle BAR nucléaire, les fournisseurs d'électricité se verraient facturer, en tant qu'utilisateurs du système électrique, le coût du projet. Le projet percevrait le revenu autorisé dès le début de la phase de construction ce qui réduirait le coût global du financement. Le projet Sizewell C vise à être éligible à l'octroi d'une licence BAR.

De plus, un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (*Government Support Package* – GSP) serait défini pour protéger les investisseurs et les prêteurs contre certains risques.

Les conditions du modèle BAR et du GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de discussion.

Le financement du projet

Les contrats conclus entre EDF et CGN prévoient un plafonnement du financement de la phase de développement par les actionnaires, sans aucun engagement de financement du projet au-delà de cette phase. Des discussions sont en cours avec le gouvernement britannique sur le financement des coûts de développement restants jusqu'à la FID.

L'objectif est que la construction de la centrale soit largement financée par des capitaux privés et de la dette. Ce modèle de financement n'a encore jamais été mis en œuvre au Royaume-Uni pour des projets de cette envergure. Il impliquerait l'une des plus importantes émissions d'actions et de dettes et l'un des plus grands financements de projet, jamais réalisés sur le marché européen. Le projet vise l'obtention, de la part des agences de notation, d'une notation de crédit de qualité nécessaire pour attirer des capitaux privés. La mise en place d'un cadre de régulation et d'un mécanisme de partage des risques appropriés est, entre autres, essentielle pour atteindre cet objectif.

Le 27 janvier 2022, le gouvernement britannique a décidé d'un financement public de 100 millions de livres sterling en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site ou sur le rachat de la participation d'EDF dans la société de projet.

(1) Low Carbon Contracts Company.

EDF a prévu de préfinancer le développement à hauteur de sa quote-part d'un budget initial de 45B millions de livres.

Le projet pourrait rencontrer des difficultés d'accès aux financements nécessaires à son développement en raison de la présence minoritaire d'une entreprise chinoise opérant dans le domaine nucléaire.

Les progrès en matière d'autorisations et d'agréments

En juin 2020, les autorités britanniques (*Planning Inspectorate*) ont accepté la demande d'autorisation d'aménagement (DCO – *Development Consent Order*) pour la construction de Sizewell C. Son examen s'est déroulé entre avril et octobre 2021. Un *Deed of obligation* (programme de mesures d'atténuation) et un *Environment Trust* (soutien supplémentaire à la protection de l'environnement) ont été signés dans le cadre du processus de planification.

L'autorité chargée de l'examen étudie actuellement la version finale du projet de DCO ainsi que l'ensemble des autres documents (évaluations techniques, mesures d'atténuation, etc.). Une décision du Secrétaire d'État concernant la demande de DCO est attendue d'ici fin mai 2022. Elle sera ensuite suivie d'une période de six semaines pouvant donner lieu à un recours judiciaire.

Les demandes de permis environnemental et de licence de site nucléaire ont été soumises en mai et juin 2020. Elles sont actuellement en cours d'examen. Les conditions d'obtention d'une licence de site nucléaire devraient être remplies courant 2022.

Les conditions préalables à une décision finale d'investissement

La capacité d'EDF à participer à une décision finale d'investissement aux côtés d'autres investisseurs et à contribuer au financement de la phase de construction dépend de la réalisation de certaines conditions, notamment :

- des fonds suffisants pour financer les coûts de développement jusqu'à la décision finale d'investissement ;
- un cadre de régulation, un mécanisme de partage des risques et un GSP permettant à des investisseurs privés (dette et fonds propres) d'investir ;
- une structure de financement appropriée pendant la construction et l'exploitation ainsi qu'un nombre suffisant d'investisseurs et de prêteurs disposés à investir dans le projet. Ceci est subordonné notamment à l'obtention d'une notation de crédit de qualité par les agences de notation ;
- un accord avec les principaux fournisseurs quant aux principaux contrats de construction et d'exploitation ;
- l'obtention des autorisations et agréments requis, notamment l'autorisation d'aménagement (DCO), la licence de site nucléaire et les permis environnementaux ;
- la capacité à déconsolider le projet dans les états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) après la décision finale d'investissement.

La non-obtention de ces conditions pourrait conduire le Groupe à ne pas prendre de décision finale d'investissement (voir la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle », le facteur de risque intitulé « 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

BRADWELL B

EDF et CGN ont signé des accords en marge des contrats relatifs à HPC et à Sizewell C, le 29 septembre 2016, afin :

- d'obtenir la certification du modèle de réacteur chinois HPR1000 au Royaume-Uni (UK *Hualong Pressurised Water Reactor* – UK HPR1000) par le biais de la validation du *design* générique (GDA – *Generic Design Assessment*). Ce processus est mené par une entreprise commune, General Nuclear Systems Limited (GNSL), actuellement détenue à 66,5 % par CGN et à 33,5 % par EDF ;
- de développer une centrale nucléaire à Bradwell-on-Sea, dans l'Essex, en utilisant la technologie UK HPR1000. Ce processus est mené par une joint-venture (« Bradwell » ou BRB) actuellement détenue à 66,5 % par CGN et à 33,5 % par EDF.

La technologie HPR1000 a été développée par CGN. Deux tranches du projet Hualong sont en construction en Chine, à l'usine CGN de Fangchenggang, et devraient être mises en service en 2022.

Le GDA est un processus en 4 étapes qui a débuté en 2017 et s'est achevé le 7 février 2022 avec la confirmation d'acceptation de la conception (DAC [1]) par l'ONR et la déclaration d'acceptabilité (SoDA [2]) par l'Agence pour l'environnement. Il confirme que le réacteur UK HPR1000 répond aux exigences réglementaires en matière de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement, à ce stade du processus réglementaire. Par conséquent, il peut être construit au Royaume-Uni, sous réserve de l'obtention des autorisations, permis de construire et permis environnementaux requis. Le processus GDA est distinct des demandes de construction de centrales nucléaires sur des sites spécifiques.

Les perspectives de développement du projet Bradwell sont très incertaines, principalement en raison de l'opposition politique à ce qu'une entreprise chinoise dirige un projet d'infrastructure britannique essentiel et du manque de soutien des parties prenantes locales (voir la section 2.2.4 « Risque 4A »). Le risque de ne pas être en mesure de réaliser le projet Bradwell est élevé et a augmenté en 2021.

L'engagement d'EDF de financer GNSL et Bradwell est soumis à un plafond de fonds propres, sans aucune obligation de financer le projet au-delà.

(1) DAC : Design Acceptance Confirmation.
(2) SoDA : Statement of Design Acceptability.
(3) Quote-part du capital. 99,473 % quote-part des droits de vote.

1.4.5.1.3 Brexit

Le Royaume-Uni a quitté l'Union européenne (UE) le 31 janvier 2020 puis est entré dans une période de transition qui s'est achevée le 31 décembre 2020.

L'Accord de commerce et de coopération entre l'UE et le Royaume-Uni (*Trade and cooperation agreement* – TCA) conclu le 24 décembre 2020 établit les fondements de leur relation depuis le 1er janvier 2021. Toutefois, il a été largement admis que des travaux complémentaires seraient nécessaires pour développer plusieurs aspects importants de cette nouvelle relation. Malgré les progrès réalisés en 2021 (par exemple, l'accord UE-Royaume-Uni sur l'adéquation des données), il reste d'importantes questions en suspens.

EDF avait identifié les risques commerciaux découlant de la sortie du Royaume-Uni et s'y était bien préparé ce qui lui a permis de gérer la plupart des impacts négatifs.

Au cours de l'année 2021, EDF s'est principalement attaché à gérer les problèmes intersectoriels affectant le commerce international, notamment la mise en œuvre des contrôles aux frontières, l'accès à la main-d'œuvre et aux services de l'UE ainsi que les risques découlant du manque de préparation de certaines entreprises aux nouveaux accords commerciaux (en particulier les petites et moyennes entreprises).

Certains risques subsistent malgré la finalisation des dispositions des accords, notamment les contrôles complets aux frontières britanniques et l'introduction du régime de marquage UK *Conformity Assessed* (UKCA) (en remplacement du marquage CE de l'UE au Royaume-Uni).

EDF estime que les risques sont relativement faibles et gérables en ce qui concerne les questions spécifiques au secteur de l'électricité, y compris la relation à plus long terme au sujet du commerce de l'énergie, des nouveaux accords commerciaux d'interconnexion et de la coopération en mer du Nord.

L'accord sur le nucléaire civil (*Civil nuclear agreement* – ACN) conclu entre l'Europe et le Royaume-Uni, est semblable à d'autres ACN que l'UE a signés avec des pays tiers. Il s'appliquera pendant une période initiale de 30 ans et prévoit un engagement de coopération dans le domaine du nucléaire civil, y compris en matière de garanties, 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.

EDF, en étroite collaboration avec le gouvernement britannique et les organisations professionnelles, continuera à suivre l'évolution des relations commerciales entre l'UE et le Royaume-Uni et à s'y adapter au fur et à mesure que les nouvelles dispositions entreront en vigueur.

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 d'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 [3], acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz et marque italienne réputée. Le groupe EDF est également présent en Italie via Citelum.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

Comme la plupart des systèmes énergétiques européens, le marché italien fait actuellement face à un certain nombre de défis. Grâce à son positionnement et à sa présence intégrée dans la chaîne de valeur du gaz et de l'électricité, Edison est bien placé pour saisir les opportunités créées par les changements du marché. Il vise en

parallèle la recherche d'efficacité et de rentabilité, en cohérence avec les priorités stratégiques du groupe EDF et les politiques énergétiques italienne et internationale.

Au cours de l'année 2021, Edison a poursuivi la mise en œuvre de sa stratégie de transformation. Elle vise à se repositionner en tant que *leader* responsable dans le contexte de la transition énergétique. Elle contribue ainsi à l'atteinte des objectifs de décarbonation, conformément au PNIEC italien (*Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*), au *Green Deal* européen et aux objectifs de développement durable des Nations Unies (ODD). Ainsi, Edison s'est doté d'une politique de développement durable basée sur les ODD pour œuvrer pour la protection de la planète et l'amélioration de la qualité de vie.

La société s'est concentrée sur la rationalisation et l'accroissement de la production renouvelable, la construction de deux centrales à gaz de dernière génération à émissions réduites de CO_2, le développement des services énergétiques, l'accroissement des clients finals et le développement des gaz verts.

Le 17 décembre 2020 [1], Edison a annoncé la cession des activités d'exploration et production d'hydrocarbures, hors Algérie et Norvège, à Energean. En mars 2021, Edison est sorti de ce secteur en Norvège, ayant finalisé l'accord pour la cession de 100 % d'Edison Norge AS qu'il avait signé avec Sval Energi le 30 décembre 2020.

En 2021, Edison a renforcé son engagement social et son approche basée sur la co-planification et la création de valeur partagée avec les communautés et territoires locaux. Avec la création de la Fondation d'entreprise EOS, *Edison Orizzonte Sociale*, Edison contribue aux objectifs de l'Agenda 2030 pour le développement durable de l'ONU. Il œuvre en particulier dans les domaines de l'éducation, de l'inclusion sociale, de la réduction des inégalités et de la promotion de communautés durables.

En novembre 2021, Edison et le Crédit Agricole ont annoncé la première opération de titrisation liée à des critères ESG en Italie. Elle comprend la fixation d'un indicateur de durabilité en cohérence avec les objectifs de l'entreprise en matière de lutte contre le changement climatique.

Les principaux axes de développement à venir sont les suivants :

- **production d'électricité** : pour optimiser son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie et réduire ses émissions de CO_2, Edison a l'ambition d'augmenter sa production d'énergies renouvelables. Il cible des investissements dans l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité pour atteindre une capacité de 5 GW d'ici 2030. En parallèle, Edison a pour objectif de développer des outils de flexibilité tels que le stockage en complément des sources renouvelables intermittentes non programmables. La croissance de la capacité renouvelable installée inclura également une part consacrée à la production d'hydrogène vert ;
- **offre de services** : Edison a pour ambition de renforcer sa position sur le marché italien en faisant preuve d'innovation dans son offre. Il vise le développement des services énergétiques auprès des clients finals, en particulier les segments des clients résidentiels, industriels, du tertiaire et de l'administration publique. Edison vise à accroître ses parts de marché en aidant les clients et les territoires à accroître leur compétitivité, leur efficacité, la durabilité environnementale et le bien-être individuel ;
- **gaz** : Edison est 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 et le développement des activités gazières amont d'EDF (notamment approvisionnements gaz et GNL, gestion des contrats et optimisation de moyen-long terme, transport et stockage). Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading, en charge de l'optimisation des actifs ainsi que des opérations à court terme sur le marché de gros continental et au Royaume-Uni.

Par ailleurs, Edison a pour objectif de développer la dernière génération de centrales au gaz afin de compenser l'intermittence des sources renouvelables non programmables et de réduire les émissions. Il a également pour ambition d'être un contributeur clé au développement des gaz verts (H_2 et bio-CH_4).

Enfin, Edison vise à assurer la compétitivité de l'approvisionnement en gaz et à maintenir une combinaison équilibrée de contrats flexibles. Il diversifie les sources d'approvisionnement tout en adaptant les contrats au rythme de la transition énergétique.

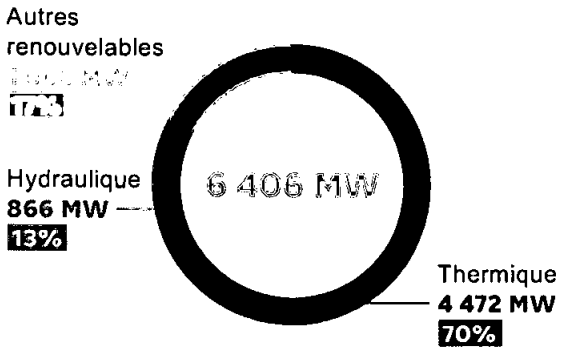
Les agences de notation ont évalué favorablement la stratégie d'Edison en 2021. Moody's a relevé la note d'Edison de Baa3 à Baa2 [2] au vu de l'amélioration du profil de risque industriel, de la croissance des bénéfices et des cash-flows. En août 2021, l'agence a relevé la perspective de l'entreprise de négative à stable, faisant suite au rehaussement de la notation d'EDF. Standard&Poor's a relevé la notation Edison à BBB avec perspectives stables grâce aux solides résultats d'exploitation et aux prévisions de croissance favorables.

En février 2022, suite à la dégradation d'un cran, à BBB avec perspective négative, de la notation d'EDF, Standard&Poor's a revu la perspective d'Edison de stable à négative. De même Moody's a abaissé la note d'Edison à Baa3/perspective négative. 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 le repositionnement stratégique d'Edison.

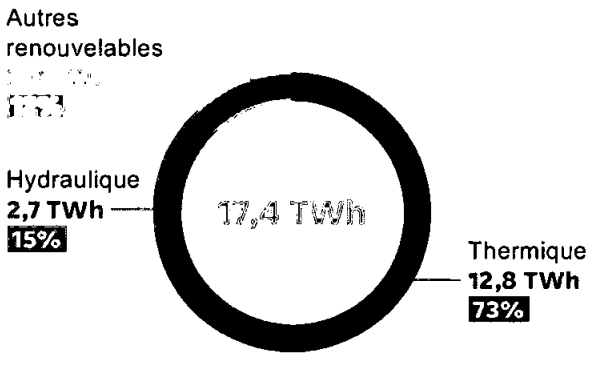
1.4.5.2.3 Activités d'Edison

Capacité installée et production d'Edison en Italie [1] - 2021

Capacité installée



Production d'électricité



(1) En données consolidées, services d'efficacité énergétique auprès des clients finals

NB : les valeurs sont arrondies

(1) Voir le communiqué de presse d'Edison du 17 décembre 2020.
(2) En janvier 2022, le rating était en cours d'examen en vue d'un éventuel abaissement.

1.4.5.2.3.1 Activités de production électrique

La capacité de production installée en Italie d'Edison s'élevait au 31 décembre 2021 à 6,4 GW pour une production nette d'électricité de 17,4 TWh sur l'année 2021[1], soit une baisse de 7,3 % par rapport à 2020.

Selon les données de production 2020 [1], Edison est le troisième producteur au niveau national. Sa production électrique représente environ 6,3 % de la production nette italienne d'électricité.

Le parc de production actuel d'Edison (hors Fenice) est composé de 98 centrales hydroélectriques, 14 centrales thermiques, 50 parcs éoliens et 64 centrales photovoltaïques. La production d'électricité est issue pour 73 % des CCG, pour 15 % de l'hydraulique et pour 12 % de l'éolien et autres énergies renouvelables.

La baisse de la production d'Edison est essentiellement affectée par la réduction de la production thermique (12,8 TWh, soit - 7,8 % par rapport à 2020) due principalement à l'arrêt de deux centrales pour des pannes et des opérations de maintenance.

En 2021, la production hydraulique d'Edison s'élève à 2,7 TWh. La baisse de 16,8 % par rapport à 2020 est principalement attribuable à la déconsolidation de Dolomiti Edison Energy Srl au 1er juillet 2020 et à une baisse de l'hydraulicité constatée en 2021.

La production éolienne et des autres énergies renouvelables s'élève à 2,0 TWh en 2021 (+ 14,2 % par rapport à 2020). Cette hausse est attribuable au changement de périmètre lié à l'acquisition de Futuren et à la mise en service de parcs ayant été intégralement reconstruits (*Integrali Ricostruzioni*) dans les Abruzzes et les Pouilles.

Afin de garantir la flexibilité et la sécurité du système électrique national, Edison a poursuivi la construction des centrales CCGT de Marghera Levante (780 MW) et de Presenzano (760 MW), initiées respectivement, en 2019 et en 2020. Il s'agit de deux installations très flexibles et efficaces (efficacité énergétique de 63 %), à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La production d'énergie devrait démarrer respectivement en 2022 et 2023. Les deux centrales bénéficieraient, pendant 15 ans, de la contribution fixe de 75 000 €/MW liée au marché de capacité, avec un impact positif sur la volatilité des marges d'Edison, sous réserve du respect des dates de mises en service.

En février 2021 [2], Edison a finalisé l'accord avec F2i (*Fondi Italiani per le Infrastrutture*) pour l'acquisition de 70 % d'E2i Energie Speciali. Cette entreprise, *leader* dans le secteur éolien en Italie, était déjà détenue par Edison à hauteur de 30 %.

En décembre 2021, Edison a annoncé la signature d'un accord avec Crédit Agricole Assurances qui devient le partenaire financier d'Edison Renewables *via* une participation de 49 %. Edison conserve le contrôle des activités et de la gouvernance de l'entreprise. Cette collaboration à long terme va permettre à Edison d'accélérer ses investissements dans les énergies renouvelables en Italie, en concrétisant son portefeuille de projets. Elle va ainsi lui permettre de contribuer à la transition énergétique du pays [3].

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. Il est propriétaire de deux CCGT : celui de Thessalonique (426 MW) et celui de Thisvi (410 MW) construit par Edison et dont l'électricité est vendue sur le marché des particuliers.

Enfin, à l'étranger Edison détient une participation de 50 % dans la filiale Ibiritermo au Brésil qui exploite un CCG de 226 MW ainsi qu'une participation de 20 % dans la société de production hydroélectrique Kraftwerke Hinterrhein AG en Suisse (626 MW).

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 la chaîne de valeur du gaz naturel. Le portefeuille italien d'approvisionnement en gaz d'Edison s'appuie principalement sur un ensemble de contrats long terme. Il se compose fin 2021 :

- d'environ 12,7 milliards de mètres cubes d'importation *via* gazoduc et de GNL provenant de la Libye, du Qatar, de l'Azerbaïdjan et de l'Algérie ;
- de 6,2 milliards de mètres cubes achetés sur le marché ou *via* des contrats court terme, ou encore produits en Italie ou en Algérie.

En 2021, les ventes totales de gaz en Italie se sont élevées à 18,9 milliards de mètres cubes (contre 16,6 milliards de mètres cubes en 2020). Edison a livré 5,8 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,0 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 5,0 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison), 6,0 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 janvier 2021, Edison, Tenaris et Snam ont signé une lettre d'intention pour un projet visant à décarboner l'usine sidérurgique de Tenaris à Dalmine. Le projet vise à générer de l'hydrogène et de l'oxygène au moyen d'un électrolyseur qui sera installé sur le site et à adapter le processus de production de l'acier en utilisant de l'hydrogène vert au lieu du gaz naturel.

En septembre 2021, Edison a signé un protocole d'accord avec d'autres opérateurs pour le développement conjoint du projet *Puglia Green Hydrogen Valley*. Il s'agit d'une des premières initiatives de production et de transport d'hydrogène vert à grande échelle en Italie. Le projet propose la construction de trois centrales de production d'hydrogène vert à Brindisi, Taranto et Cerignola (Foggia) alimentées par une production photovoltaïque. L'hydrogène vert sera principalement utilisé par les industries de ces régions, mais aussi par injection d'hydrogène dans le réseau local de gaz et/ou pour la mobilité durable.

Les infrastructures gaz

Edison participe au développement des projets d'infrastructures d'importation de gaz, à travers la société IGI Poseidon détenue à 50 % par Edison. Voir également la section 1.4.6.2.2.2 « Infrastructures ».

IGI Poseidon promeut les trois projets suivants :

- EastMed, une interconnexion entre la Grèce et la Méditerranée orientale, qui permettra 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, dont la viabilité et la durabilité ont été démontrées d'un point de vue technologique et économique par une vaste campagne d'études et d'enquêtes d'ingénierie réalisée depuis 2014. La pertinence stratégique du projet a été largement confirmée par l'accord intergouvernemental de 2020 et par l'obtention d'un statut d'importance nationale et d'utilité publique délivré par le gouvernement grec. Le projet est dans sa phase finale de développement pour faire l'objet d'une évaluation d'investissement en 2022 ;
- Poseidon, une interconnexion entre la Grèce et l'Italie, qui, en se connectant à EastMed, permettra 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 et qui 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 appartenant à ICGB, en partenariat à 50 % avec Bulgarian Energy Holding, qui relie la Grèce et la Bulgarie. Sa construction a débuté en décembre 2019 et son exploitation commerciale est prévue pour le premier semestre 2022. Le projet bénéficie d'un régime réglementaire exempté émis par les autorités réglementaires nationales. Il a été approuvé par la Commission européenne. Le gazoduc, dont l'avancement de la construction dépasse 70 %, aura une longueur de 182 km et une capacité de transport de 3 milliards de mètres cubes par an.

Ces projets figurent parmi les projets d'intérêt commun de la Commission européenne et bénéficient d'aides de l'Union européenne. IGB a reçu 84 millions d'euros pour sa construction. EastMed bénéficiera d'une contribution de la Commission européenne à hauteur de 50 % de ses coûts de développement (environ 37 millions d'euros).

Edison détient aussi un droit d'utilisation de 80 % de la capacité 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).

Dans le domaine du GNL, Edison est engagé, depuis 2018, dans le projet *small scale* GNL (transport de GNL par cargaison de petite taille) pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL. L'objectif est de contribuer à la réduction des émissions pour les transports maritimes et routiers. Le projet, porté par la société Depositi Italiani GNL (détenue à 30 % par Edison [4]), comprend un dépôt côtier dans le port de Ravenna dans lequel le GNL sera déposé *via* un petit méthanier dédié. Le dépôt est achevé et dispose d'une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison a un droit d'utilisation de 85 %). Il assure l'alimentation de 12 000 camions et jusqu'à 48 transbordeurs.

(1) Données publiées par l'ARERA (figure 2.1 page 88 volume 1 rapport ARERA), les données 2021 seront disponibles mi-2022.
(2) Voir le communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021.
(3) Voir le communiqué de presse d'Edison du 3 décembre 2021.
(4) Détention à 19 % par Scale Gas Solutions (société contrôlée par Enagas), et à 51 % par Petrolifera Italiana Rumena.

L'activité de commercialisation de GNL a démarré au mois de novembre pour les clients du marché de gros.

Au mois d'octobre 2020, Edison et Kuwait Petroleum Italia (Q8) ont présenté un projet commun pour la réalisation d'un dépôt côtier dans le port de Naples. Ce projet est soumis à autorisation.

Au mois de mars 2021, Edison a lancé le processus d'autorisation pour la construction et l'exploitation du dépôt côtier de Brindisi. L'autorisation de principe requise selon la directive Seveso a été obtenue.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2021, Edison a vendu 28,4 TWh d'électricité en Italie (contre 31,2 TWh en 2020, soit une baisse de 9 %) dont 16,8 TWh produits [1] et 10,9 TWh achetés sur les marchés. Les 0,7 TWh restants sont liés à la division du marché de l'énergie et des services environnementaux. Les ventes aux clients finals se sont établies à 13,3 TWh, en baisse de 1,7 % par rapport à 2020 en raison d'une réduction des volumes, en particulier dans le segment des clients d'affaires.

Concernant les ventes de gaz de 18,9 milliards de mètres cubes, une diminution des ventes à usage civil (- 5,3 %) a été observée du fait de la baisse des contrats avec les grossistes et des ventes à usage thermoélectrique (- 11,7 %) du fait de la contraction de la production.

Les ventes à usage industriel et les autres ventes affichent respectivement une hausse de 12,4 % et 66,6 % grâce à une consommation en hausse par rapport à une année 2020 pénalisée par la crise sanitaire, à un nombre de contrats plus important, à un hiver froid et à des températures inférieures à la moyenne historique au printemps.

À fin 2021, Edison dessert environ 1,59 million de sites en électricité et en gaz sur les segments des professionnels et des particuliers.

Le développement des activités de commercialisation reste une priorité pour Edison en tant qu'activité de base pour soutenir le développement dans les services énergétiques et la production renouvelable. Ces dernières années la société a renforcé sa plateforme de services innovants pour les clients résidentiels avec un éventail complet de services pour la maison : maintenance d'appareils domestiques et assurance habitation (à travers Assistenza Casa, détenue à 100 % par Edison), photovoltaïque résidentiel et services pour la mobilité électrique ainsi que pour la maison (avec notamment « Edison Risolve »).

Pour renforcer sa relation clients, Edison est présent sur le territoire italien avec 674 guichets de vente [2]. La société a développé son activité dans la vente digitale pour faire face aux défis de la crise sanitaire. En parallèle, Edison entend maintenir sa position de *leader* sur le segment des clients du marché d'affaires. La société développe une approche de conseil en énergie ainsi que des offres innovantes rendues possibles par l'évolution du marché et de la réglementation. Comme pour le segment résidentiel, les clients B2B peuvent bénéficier d'une offre qui associe production photovoltaïque, batteries et utilisation des véhicules électriques, dans le respect de l'environnement.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

Edison est présente sur le marché des services, avec le développement, la vente et la gestion de services énergétiques et environnementaux.

Les solutions proposées sont dédiées au développement de projets d'efficacité énergétique. Ils sont destinés aux grands clients industriels, tertiaires et administration publique. Il s'agit de secteurs en croissance dans lesquels Edison vise à consolider sa position. L'offre aux clients est également complétée par des services liés à l'environnement proposés par la filiale Sersys Ambiente (conseil, assainissement, prélèvement et analyse de matrices environnementales, déchets, nettoyage industriel).

Les modèles d'affaires sont adaptés aux exigences des clients. Edison conçoit, réalise et gère pour leur compte des actifs tels que des centrales de co- et trigénération, des installations photovoltaïques, des postes électriques, des centrales thermiques à usage industriel, des centrales de production de froid, des unités de production d'air comprimé, des réseaux de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud ou réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations d'épuration d'eaux industrielles. La gamme des services est complétée par une activité de conseil en matière d'énergie, de gestion de titres environnementaux et de formations interne et externe pour ses clients et partenaires.

Edison compte des clients dans les secteurs industriel et tertiaire. Les contrats avec le groupe Stellantis constituent, encore aujourd'hui, une grande partie de son activité auprès des grands clients.

Les projets sont développés sous la forme de partenariats industriels ou de contrats de performance avec les clients. Le modèle financier s'adapte et peut aller de l'accompagnement du client pour un financement tiers jusqu'à l'investissement direct par Edison dans les projets (modèle Esco).

Sur le segment de l'administration publique, Edison est présent avec Edison Facility Solutions, spécialisée dans l'efficacité énergétique et la fourniture de solutions intégrées de gestion de l'énergie, notamment pour les structures hospitalières.

Enfin, les activités d'efficacité énergétique sont assurées, à l'international, par des filiales en Espagne, en Pologne et au Maroc détenues à 100 % par Fenice.

En 2021, Edison et Michelin Italiana ont signé un accord pluriannuel en matière d'efficacité énergétique, de durabilité environnementale et de réduction de l'empreinte carbone de l'usine Michelin de Cuneo. Il comprend la construction d'une centrale de production d'énergie à faible impact environnemental et énergétique couplée à une installation photovoltaïque et une centrale à biomasse garantissant une production importante d'énergie renouvelable.

Edison a également conclu la première phase de construction du nouveau chauffage urbain d'Alzano Lombardo. Le projet, fruit d'une coopération entre un organisme public et une entité privée, est mis en œuvre et géré par Edison Teleriscaldamento, société contrôlée à 100 % par Edison.

1.4.5.2.3.5 Activités régulées

Stockage de gaz

Edison possède 100 % de la société Edison Stoccaggio, dédiée aux activités régulées de stockage de gaz. Edison entretient par ailleurs trois sites de stockage en gisements déplétés (gisements épuisés de gaz naturel) : Cellino (depuis 1984), Collalto (depuis 1994) et San Potito & Cotignola (depuis 2013). Le volume opéré par l'ensemble des sites représente un milliard de mètres cubes.

Distribution

En avril 2021, Edison a cédé 100 % d'Infrastructure Distribution Gas (IDG) à 2i Rete Gas pour une valeur de 150 millions d'euros, en exécution de l'accord signé le 14 janvier 2021.

1.4.5.3 Autre international

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont à l'étude. Le Benelux constitue également 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.

Le groupe EDF est présent en Belgique via ses filiales EDF Belgium, Luminus et Citelum (concernant Citelum, voir la section 1.4.6.1.2).

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, au travers de sa filiale belge 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) qui, à son tour, revend l'électricité à Luminus à un prix de marché.

La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait initialement la fermeture de Tihange 1 le 1er octobre 2015. Néanmoins, la prolongation jusqu'en 2025 de son exploitation a finalement été décidée, suite à l'adoption en 2012 du Plan d'équipement par le gouvernement belge et de la loi de 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire. Cette prolongation a fait l'objet d'une convention conclue le 12 mars 2014 entre Electrabel, EDF et l'État belge définissant ses modalités.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 a nécessité des investissements importants, à hauteur d'environ 320 millions d'euros pour la quote-part d'EDF, étalés entre 2011 et 2021.

(1) Donnée de production calculée en cohérence avec les critères de consolidation.
(2) Dont seulement une partie minoritaire est propriété d'Edison.

Luminus

À fin 2021, le groupe EDF détient 68,63 % de la société Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium, le reste du capital étant détenu par des actionnaires publics belges.

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 les 25 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge, avec 2 357,62 MW installés à fin 2021. La production d'électricité de Luminus à fin 2021 s'élève à 7,0 TWh. La société emploie près de 2 400 collaborateurs.

Dans le cadre du plan stratégique CAP 2030 du Groupe, 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 en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service en 1982 et 1985) qui ont une durée de vie de 40 ans.

Par ailleurs, Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

Outre les droits de tirage dans le parc nucléaire, Luminus dispose également d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 208 MW.

La centrale TGV de Seraing a rempli son contrat de réserve stratégique pour la période allant de novembre 2017 à fin octobre 2018.

Luminus est par ailleurs présente dans les énergies renouvelables. La société exploite 7 centrales hydrauliques. Elle est propriétaire, à fin 2021, de 82 parcs éoliens *onshore*, totalisant 263 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la société est *leader* dans l'éolien *onshore* en Belgique. Elle dispose, à fin 2021, d'une puissance installée de 658 MW. En 2021, Luminus a érigé 25 éoliennes pour une capacité totale de 67 MW.

Sous sa marque « Luminus », EDF fournit de l'électricité et du gaz à environ 2,1 millions de clients particuliers et professionnels [1] en Belgique. En mai 2021, Essent Belgique a été acquise par Luminus afin d'agrandir la taille du portefeuille. Cette acquisition est un investissement clé qui permet à Luminus de conforter sa position de numéro deux dans les activités de la fourniture d'électricité et de gaz.

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active *via* ses filiales Rami Services, Dauvister, Leenen 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 imprévus à la maison. À fin 2021, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services dépasse les 175 000 contrats, entre autres grâce aux ventes *bundle* [2] *via* le site web de Luminus.

Pour ses clients industriels, Luminus propose, avec les sociétés ATS, Vanparijs, Dauvister et Newelec, des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage. Sa filiale Luminus Solutions (co-detenue 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 2021, malgré l'impact de la crise sanitaire, Luminus a maintenu sa stratégie d'expansion autour de deux axes : d'une part la mobilité électrique, *via* la prise d'une participation dans l'un des principaux acteurs du marché belge (Powerdale) et d'autre part, le renforcement des pôles régionaux sur lesquels est bâti le groupe ATS (Elektro Clarysse). Dans une optique de renforcement de la marque « Luminus » et de la proposition de service, notamment pour les clients industriels, il a été décidé de rassembler, fin 2021, les marques Dauvister et Newelec sous une même direction.

Citelum

En Belgique, les travaux de rénovation LED de l'éclairage du réseau (auto)routier wallon se sont poursuivis. En 2020, plusieurs cas d'usages d'éclairage intelligent ont été mis en place *via* l'installation de différents capteurs de flux et de détection et leur interfaçage au système de télégestion centralisé basé sur MUSE©, la plateforme développée par Citelum.

Le contrat PPP de 20 ans de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance portant sur 100 000 points lumineux attribué en 2019 au consortium LuWa (composé de Citelum en tant que mandataire, Luminus, CFE et DIF) permettra à son terme, de réaliser 76 % d'économies d'énergie. Ceci équivaut à 166 000 tonnes d'émissions de CO_2 évitées.

Voir également la section 1.4.6.1.2.

Pays-Bas

Le groupe EDF et le groupe PZEM [3] disposent, au travers d'une société commune Sloe Centrale BV (à 50 % chacun), d'une centrale CCG de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas. Ses deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009. Grâce à ses performances techniques très élevées, renforcées par de récentes innovations et une renégociation optimisée du contrat de maintenance avec Siemens (LTSA), la centrale de Sloe a été appelée à fonctionner 5 029 heures en 2021.

Sloe démontre une excellente disponibilité (98,98 % à fin 2021) avec un facteur de service toutefois moins élevé que les années précédentes (48,5 % à fin 2021 *versus* 69 % en moyenne sur les deux dernières années). Cela est essentiellement dû aux conditions du marché (prix gaz et carbone), aux arrêts pour maintenance programmés mais aussi à une restriction du gestionnaire de réseau (Tennet).

Les bons résultats des derniers audits permettent par ailleurs à Sloe de s'orienter vers une certification ISO 55001 relative à la gestion d'actif ainsi que vers la certification ISO 27001 relative à la gestion des données et la cybersécurité.

Sloe Centrale BV continue de développer son programme CSR (*Company Social Responsability*) et d'améliorer les conditions de travail de ses salariés. Il continue de s'inscrire dans le Plan Mobilité électrique du Groupe et d'investiguer de nouvelles solutions technologiques pour diminuer son empreinte carbone, restant ainsi un acteur actif de la transition énergétique.

Allemagne

EDF est présent en Allemagne depuis plus de 25 ans. Avec environ 3 800 employés et plus de 100 chercheurs, le groupe EDF a de nombreuses activités en Allemagne. Il est présent dans les domaines des énergies renouvelables, des services énergétiques et de l'innovation. EDF propose des modèles économiques durables et des solutions énergétiques innovantes en faisant appel à l'expertise et au savoir-faire de ses filiales.

EDF soutient et contribue à la transition énergétique allemande, qui s'appuie fortement sur les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, les systèmes énergétiques intelligents et d'autres solutions énergétiques innovantes.

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. Celle-ci participe, au sein d'un consortium réunissant dix partenaires, au projet « Reallabor Westküste 100 ». Il consiste à créer un écosystème industriel régional dans le Nord de l'Allemagne autour de la production d'hydrogène à partir d'énergie renouvelable, notamment grâce à l'installation d'un électrolyseur d'une puissance de 30 MW pour la raffinerie de Heide. Les partenaires étudient la possibilité d'installer des capacités additionnelles d'électrolyseurs dans cette région d'ici 5 ans, en visant notamment le seuil symbolique des 700 MW.
- EDF Renouvelables détient, en intégrant les capacités installées de Futuren dans ce pays, 173 MW bruts installés d'éolien au 31 décembre 2021. Il exploite 334 MW de capacité éolienne *onshore*.
- EDF propose, avec EDF Distributed Solutions, une offre de stockage pour les industriels, déployée uniquement en Allemagne et basée sur le modèle de *peak shaving*. [4] Cette filiale d'EDF Renouvelables détient et exploite 1 900 kW de système de stockage d'électricité répartis sur trois sites industriels.
- Le groupe EDF détient 100 % du capital de la société allemande Energy2market (e2m), agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales. 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) Anciennement Delta.
(4) Écrêtement.

- 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 [1]. 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 de l'entreprise le plus important. 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 les marchés allemands et de l'Europe de l'Ouest. 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. Basée à Berlin, Metroscope cherche à améliorer les performances des centrales de production électrique allemandes.
- Urbanomy déploie, depuis juillet 2020, des ressources spécifiques pour son développement en Allemagne. Urbanomy propose une offre de conseil en *urban & energy planning* accompagnée d'outils de visualisation et de décision.
- EDF Trading est actif sur les marchés des commodités en Allemagne, notamment sur le marché intraday et celui du gaz.

EIFER, institut de recherche qui dépend de la R&D d'EDF, est basé à Karlsruhe et compte plus de 100 collaborateurs. Il est détenu à 50 % par EDF [2]. Il axe ses travaux sur l'optimisation des ressources énergétiques et la production décentralisée (intégration des énergies renouvelables), l'énergie dans les villes et territoires, ainsi que sur l'économie de l'énergie et de l'environnement (électromobilité, *Power-to-Gas*, *smart cities*).

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.
- Electranova Capital détient une participation de 13,4 % dans Sunfire, société basée à Dresde qui développe des électrolyseurs haute température (*Power-to-Gas* et *Power-to-Liquids*).
- EDF Pulse Holding détient une participation de 14,14 % dans la société McPhy, fabricant et intégrateur d'équipements de stockage d'énergie basés sur l'hydrogène.
- 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).

1.4.5.3.2 Europe centrale et orientale

Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques *via* la filiale Dalkia Rus de Dalkia et au travers de son bureau basé à Moscou. Ce bureau 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 Russie.

Asie centrale

Les ingénieries du Groupe (thermique, hydraulique, réseaux et systèmes) sont actives sur 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 ouzbeks 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. 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 est bénéficiaire d'une garantie du gouvernement ouzbek. La mise en service est estimée courant 2026.

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

Au 31 décembre 2021, EDF International SAS détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, actuellement en processus de liquidation. Elcogas est propriétaire d'une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné) aux côtés d'Endesa Generación (40,99 %), d'Iberdrola Generación (12,0 %) et d'EDP (8,54 %). En raison d'un changement régulatoire impactant la rentabilité de la centrale, il a été procédé à l'arrêt puis au démantèlement de celle-ci. Par conséquent, l'Assemblée générale des actionnaires d'Elcogas a pris la décision, le 13 mai 2019, de dissoudre la société et de la mettre en liquidation.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale de Fenice, EDF Fenice Ibérica et de Citelum (voir la section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading »).

Framatome Spain est également présent sur ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance avec les sociétés propriétaires des réacteurs nucléaires.

EDF est également présente 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.

Il dispose de plus de 6 GW bruts de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 49,2 GW de capacité installée dans le cadre de contrats d'exploitation et de maintenance ou de services d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- jusqu'au 6 août 2021, les investissements dans trois centrales nucléaires, *via* sa participation de 49,99 % dans CENG (« Constellation Energy Nuclear Group »), la société détenue en partenariat avec la société Exelon (premier opérateur nucléaire américain). CENG disposait d'une capacité installée de 4 GW (soit 2 GW au prorata de la participation du groupe EDF). Exelon était l'exploitant agréé de ces trois installations. EDF a cédé sa participation dans CENG à Exelon ;
- les énergies renouvelables avec une capacité installée brute ou en construction de 7,1 GW, principalement aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renouvelables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale détenue à 100 % par EDF Renewables North America) gère, en Amérique du Nord, près de 12,9 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, ainsi que la fourniture de produits de gestion de l'énergie aux États-Unis et au Canada par le biais d'EDF Energy Services (filiale détenue à 100 % par EDF Trading North America) ;
- les services énergétiques, la gestion locale de l'énergie et l'efficacité énergétique ainsi que l'éclairage public, gérés par Dalkia et ses filiales Dalkia Energy Solutions (anciennement Groom Energy Solutions) et Aegis Energy Services ;
- la R&D et l'innovation dans le cadre d'EDF Innovation Lab.

1.4.5.3.4.1 Activités nucléaires aux États-Unis

Production nucléaire : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

EDF détenait jusqu'au 6 août 2021 une participation dans CENG de 49,99 %. Il a obtenu une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon. Cette option était exerçable entre le 1er janvier 2016 et le 30 juin 2022. Le 20 novembre 2019, EDF a notifié l'exercice de cette option à Exelon [3]. La réalisation de la transaction était conditionnée à l'obtention de l'autorisation réglementaire de la Federal Energy

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Store & Forecast du 7 octobre 2021 « Trois filiales du groupe EDF s'associent pour accompagner la transition énergétique en Allemagne ».
(2) Il est également détenu à 50 % par Karlsruher Institut für Energie (KIT).
(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 20 novembre 2019 « EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG ».

Regulatory Commission (FERC) et de la New York Public Service Commission (NYPSC). La FERC et la NYPSC ont approuvé la transaction respectivement le 30 juillet 2020 et le 15 avril 2021. Le 9 août 2021, EDF a annoncé avoir conclu un accord avec Exelon prévoyant le rachat par ce dernier de la participation d'EDF dans CENG pour un prix d'acquisition net de 885 millions de dollars [1]. L'opération a été finalisée le 6 août 2021.

1.4.5.3.4.2 Autres activités en Amérique du Nord

Voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».

Voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ».

Voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia ».

En matière de recherche et développement : voir la section 1.5.1.5 « Les partenariats d'EDF R&D ».

Présent dans le secteur de l'énergie nucléaire aux États-Unis depuis les années 1950, Framatome bénéficie d'une large présence sur ce marché assurant l'alimentation d'environ 36 millions de foyers américains. Sa mission consiste à assurer la maintenance et la modernisation du parc nucléaire américain en exploitation, à fournir le combustible et à soutenir la construction éventuelle de nouvelles centrales (voir aussi la section 1.4.1.1.4 « Les activités liées à la production nucléaire : Framatome »).

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur les marchés brésilien et chilien. Il élargit ses ambitions à certains pays de la zone dans lesquels il prospecte les opportunités de développement.

1.4.5.3.5.1 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 de Norte Fluminense, d'une capacité installée de 826 MW, 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 est 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). La production de la centrale en 2021 a été de 6 360 GWh.

Par ailleurs, le 11 décembre 2014, EDF a acquis, par l'intermédiaire de sa filiale EDF Norte Fluminense, une participation de 51 % dans Sinop Energia. Elle est chargée de la construction, de la maintenance et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Sinop, située dans l'État du Mato Grosso, à 70 km de la ville de Sinop. La centrale, bâtie sur la rivière Teles Pires, s'étend sur 342 km². Elle a été mise en service en 2019 et dispose d'une capacité installée de 402 MW, fournissant l'équivalent de 50 % de l'électricité de l'État du Mato Grosso (1,6 million de clients).

Depuis la mise en eau du réservoir, des événements de mortalité piscicole constatés en 2019 et 2020 à l'aval de l'aménagement font l'objet d'études approfondies par deux groupes d'experts indépendants en France et au Brésil. Ce phénomène rare est survenu sur d'autres sites dans le monde, y compris au Brésil. Dans le cas de Sinop, ils ont notamment conclu que la qualité d'eau dans le réservoir n'est pas en cause et que ce phénomène ne se produit pas en fonctionnement normal de l'usine mais est lié, pour l'essentiel, à l'utilisation des évacuateurs de crue qui génèrent notamment des phénomènes de sursaturation gazeuse. Les groupes d'experts ont formulé plusieurs recommandations en 2020 qui ont été mises en œuvre en 2021. Elles portent sur les procédures d'exploitation des déversoirs, l'installation de sondes pour mesurer les paramètres en temps réel, notamment les niveaux d'oxygène, et la mise en place de barrières à poissons. Aucun évènement de mortalité piscicole n'a été constaté depuis la mise en œuvre de ces recommandations.

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 de Marlim Azul pour une durée de 10 ans.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la filiale EDF Renouvelables possède un portefeuille de :

- 398,5 MW d'énergie solaire grâce à la centrale de Pirapora (l'une des plus grandes centrales solaires d'Amérique du Sud située dans l'État de Minas Gerais) ;
- 329 MW d'énergie éolienne en exploitation et 379 MW en cours de construction dans l'État de Bahia.

EDF est également présent au Brésil à travers Edison dont la filiale Ibiritermo, détenue à 50 %, exploite un CCGT de 226 MW dans l'État de Minas Gerais.

1.4.5.3.5.2 Chili

Depuis 2013, EDF a contribué à développer, conjointement avec son partenaire chilien Andes Mining & Energy (AME), un projet *gas to power*. Il combine la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale électrique de type CCG d'une capacité d'environ 600 MW, ainsi qu'une infrastructure de stockage et de regazéification de GNL en mer de type *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU).

Via la filiale EDF Chile créée en 2014 à cet effet, le Groupe est actionnaire à hauteur de 50 % dans deux sociétés projets (GNL Penco et Central El Campesino renommée GM Holdings), aux côtés de BiobioGenera (50 %) dont AME est l'actionnaire de contrôle.

Néanmoins, le projet a subi un contretemps du fait de la décision de la Cour suprême du 30 janvier 2017 annulant le permis du terminal de regazéification Penco Lirquen. Le projet a été restructuré afin d'assurer l'approvisionnement de 4 TWh par an pendant 20 ans conformément au *Power Purchase Agreement* remporté en 2014. GM Holdings a notamment acquis en mai 2018 la société ESSA, propriétaire d'un actif de production thermique de 750 MW.

Par ailleurs, le 30 septembre 2021, EDF et AME ont finalisé le financement du plus grand parc photovoltaïque du Chili d'une capacité de 480 MW.

EDF Renouvelables est également présente au Chili *via* :

- la centrale solaire de Bolero (146 MWc) située dans le désert d'Atacama ;
- la centrale photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenue à parité avec AME et inaugurée en janvier 2018 ;
- le parc éolien Cabo Leones 1 de 115 MW qui a été connecté au réseau en juin 2018 et qui fait l'objet d'une extension de 60 MW.

1.4.5.3.5.3 Pérou

Depuis 2018, le Groupe est présent au Pérou *via* sa filiale EDF Peru SAC. Elle prospecte les opportunités de développement et travaille sur la phase de prédéveloppement des actifs de production d'électricité à partir d'énergie photovoltaïque, hydraulique et gazière.

1.4.5.3.5.4 Colombie

Depuis 2020, le Groupe est présent en Colombie *via* sa filiale EDF Andes. Elle prospecte les opportunités de développement et travaille sur la phase de prédéveloppement des actifs de production d'électricité à partir d'énergie hydraulique.

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 de nouveaux projets innovants.

Son objectif est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques, dans un contexte de compétition internationale autour du programme nucléaire mondial et dans la perspective du renouvellement du parc français.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis plus de 35 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 3,4 GW de capacités installées nettes [2] notamment à travers des participations dans la centrale EPR de Taishan, les fermes éoliennes en mer de Dongtai IV et V, des centrales thermiques au charbon et l'exploitation de réseaux de chaud et de froid.

La part de l'électricité sans CO_2 produite par EDF en Chine est de 48 % en 2021, soit supérieure à la moyenne nationale chinoise.

Le Groupe développe des partenariats avec de grands électriciens chinois, lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques et d'ingénierie.

Se reporter également aux sections 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR » et 4B « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles ». Ces sections

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 9 août 2021 « EDF finalise la vente de sa participation dans CENG ».
(2) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

détaillent les risques auxquels le Groupe est exposé dans un contexte de dégradation des relations diplomatiques et/ou commerciales entre les pays impliqués dans les projets en Chine.

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 a progressivement fait apparaître une évolution atypique des paramètres radiochimiques conduisant à soupçonner que des crayons constituant les assemblages de combustible étaient devenus inétanches [1]. TNPJVC, responsable de l'exploitation, a procédé début août à l'arrêt du réacteur, tel qu'il l'avait annoncé le 30 juillet 2021. Il a ensuite engagé les opérations de déchargement du combustible, qui se sont achevées le 22 août. Ces opérations ont été conduites en lien avec les experts techniques de Framatome.

Selon le résultat de l'inspection des assemblages combustible et de la cuve du réacteur, l'origine de l'inétanchéité des crayons d'assemblages combustible serait liée à une dégradation de la gaine des crayons par un phénomène d'usure mécanique, localisée en partie basse du crayon. Cette usure mécanique serait consécutive à la rupture de petits dispositifs de maintien des crayons dans les assemblages [2].

Après instruction par les autorités compétentes, ces études pourraient conduire, à terme, à des ajustements du procédé de fabrication et au déploiement d'une technologie différente de maintien des crayons au sein des assemblages.

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 et qui est lié à des sollicitations hydrauliques. Des études sont en cours afin de définir les dispositions qui permettront de réduire les interactions entre les assemblages et l'enveloppe de cœur.

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 ».

L'analyse concernant les autres projets EPR est en cours.

Voir également dans la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle », dans le risque 4A – "Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (HPC, FLA3, Taishan ....)", le paragraphe c2.2 consacré à l'EPR de Taishan.

Production de l'EPR de Taishan

La production nette en 2021 a été de 18,487 TWh. Elle a été affectée par l'arrêt programmé de l'unité 2 (1ère visite complète) et par l'arrêt fortuit de l'unité 1 de 5 mois au 2nd semestre consécutive à l'aléa technique rencontré.

Conditions tarifaires applicables aux centrales nucléaires

Les autorités chinoises ont engagé des consultations avec les parties concernées en vue de définir les conditions tarifaires applicables à partir de 2022 aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. Début 2022, la décision n'a pas encore été prise par les autorités (voir également dans la section 2.2.4, le risque 4A c.2.2 « EPR Taishan »).

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 et les fournisseurs, et la R&D.

Le partenariat avec CGN a permis d'engager des discussions sur sa participation à des projets nucléaires communs en Grande-Bretagne. Elles ont abouti à la signature par EDF et CGN des contrats définitifs pour la centrale d'Hinkley Point C 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 nucléaires du Groupe.

EDF prés de 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.

En complément, un accord entre AFCEN [3] et 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.

Le plan d'actions pour les relations franco-chinoises endossé par les Présidents français et chinois en novembre 2019 salue la coopération entre les industriels français et chinois sur l'EPR, notamment à Taishan. Il appelle à la poursuite des coopérations en Chine et sur les marchés tiers, ainsi qu'à la poursuite du travail conjoint sur les projets britanniques (Hinkley Point C, Sizewell C, Bradwell B). Voir la section 1.4.5.1.2.5« Le Nouveau Nucléaire ».

Framatome

Framatome est présent en Chine depuis plus de 35 ans. Il est le concepteur des unités 1 et 2 des centrales de Taishan.

Framatome 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 %.

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. Elles ont été mises en service entre 1987 et 2004 et représentent une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont China Energy Investment Group [4] et l'électricien hongkongais CLP. À partir du 1er janvier 2022, la société SZPC commencera à transférer progressivement ses unités de production au groupe China Energy Investment avec 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. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang majoritaire dans DSPC.

(1) 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 ».

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

(3) Association française pour les règles de conception, de construction et de surveillance en exploitation des matériels des chaudières électro-nucléaires.

(4) Anciennement groupe Guodian.

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 CO_2 par kilowattheure produit. Le premier groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016.

EDF et Datang ont engagé des discussions pour redéployer leur partenariat sur des activités bas carbone. Cet engagement a conduit à la signature, le 18 juin 2021, d'un « Accord-cadre de coopération stratégique bas carbone ».

Énergies renouvelables

À travers la filiale chinoise d'EDF Renouvelables, le groupe EDF détient une participation dans 7 centrales éoliennes en exploitation pour une puissance installée totale de 403,3 bruts (254,2 MW nets) ainsi qu'un pipeline 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 joint-venture avec la société ACC. Elle vise à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels (130 MW 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. La première phase (Dongtai IV – 302 MW) a été mise en service en décembre 2019 et la seconde phase (Dongtai V – 200 MW) en novembre 2021.

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 réseaux électriques innovants, les systèmes locaux multi-énergies, 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 première édition d'EDF Pulse China a été organisée en 2021 avec la participation de plus de 200 *start-up* chinoises.

Services énergétiques

Dans la ville de Sanmenxia (province du Henan), EDF a créé 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 %) dont l'objectif est de construire et exploiter un réseau de chaleur alimenté par une centrale de cogénération biomasse de 30 à 35 MW. Le contrat de concession de 30 ans a été signé en janvier 2018. L'issue du processus d'attribution de subventions, en cours, est à ce jour incertaine.

Dans la ville de Sanya (province de Hainan), EDF et un partenaire ont été sélectionnés en août 2017 par le gouvernement municipal pour créer une première centrale de froid qui a démarré en septembre 2021 et qui alimentera en climatisation des hôtels de la zone.

EDF et Jinan Heating Group ont signé en janvier 2021 un contrat de 25 ans pour développer un réseau de climatisation urbaine dans un nouveau quartier d'affaires de Jinan (9 millions d'habitants) qui a commencé à fonctionner en août 2021.

En partenariat avec le constructeur automobile Beijing Automotive Group (BAIC), EDF a inauguré en août 2020 une première station d'échange de batteries pour une flotte de taxis de la ville de Sanya (province de Hainan). Plusieurs autres stations sont en cours de développement à Haikou (capital de la province de Hainan) et à Zhuhai (province du Guangdong).

EDF est présent sur le marché de l'éclairage public par l'intermédiaire d'un contrat de 15 ans avec la ville de Kunming (capitale de la province du Yunnan) pour la gestion de 113 000 points lumineux.

1.4.5.3.6.2 Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud 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 de type *Independent Power Plants* (IPP). Il intervient également dans le domaine des énergies renouvelables, du nucléaire, des villes intelligentes, des *micro-grids*, de la mobilité électrique et de l'innovation.

Vietnam

Au 31 décembre 2021, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO). La société est propriétaire de Phu My 2.2, une centrale CCGT d'une capacité de 715 MW. Les autres actionnaires sont TEPCO (JERA) et SGM2 (Sumitomo). 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 projet Son My 1 porte sur la construction et l'exploitation, durant 20 ans, d'une centrale de type CCGT de 2 250 MW, à haut rendement et aux performances environnementales optimisées. Elle est située dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Ho Chi Minh ville. Le groupe EDF a été désigné *leader* du consortium chargé d'étudier le projet (37,5 %). Il intervient aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et de deux partenaires japonais, Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %). Un *Memorandum of Understanding* a été signé en novembre 2018 (et amendé en décembre 2020) avec le ministère de l'Industrie et du Commerce vietnamien (MOIT) fixant le cadre général du développement du projet. Le 27 octobre 2021, le projet a reçu la *In-principle investment decision* du MOIT (*Ministry of Industry and Trade*). Le plan de travail de l'année 2022 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 et des autres documents contractuels nécessaires à une mise en service de la première unité fin 2025.

Laos

Au 31 décembre 2021, 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. 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 %). La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

En 2021, l'activité s'est concentrée sur la conduite opérationnelle des installations (première révision majeure depuis la mise en service), dans un contexte hydrologique difficile au Laos, tout en poursuivant les missions d'accompagnement social et environnemental de la région de Nam Theun (le parc national de Nakai Nam Theun a été nommé sur la liste verte des zones protégées et conservées de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature).

Un projet de développement d'un parc solaire flottant d'une capacité de 240 MWp sur la retenue du barrage hydroélectrique de Nam Theun 2 a été lancé en 2019. Il a été officialisé par la signature d'un *Memorandum of Understanding* (MoU) avec le gouvernement du Laos en juillet 2019 puis avec des partenaires en juin 2020. Au cours de l'année 2021 des étapes importantes ont été franchies, avec notamment la signature d'un *Project Development Agreement* (PDA) avec le gouvernement lao et d'un MoU avec des partenaires. Ce projet permettra d'optimiser et développer la production de NTPC. Les avantages de cette hybridation entre 2 sources d'énergie sont nombreux. Elle permet notamment une meilleure capacité de production en saison sèche, grâce à un stockage d'eau optimisé dans le réservoir, et le développement d'une énergie décarbonée sans impact environnemental ou social majeur.

Inde

L'Inde a été très durement touchée par l'épidémie de Covid en 2021. Cette crise a eu des répercussions importantes sur le développement des activités du Groupe dans cette région.

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 ».

Dans le domaine des compteurs et réseaux intelligents, EDF a poursuivi le développement du projet EESL3. Il porte sur la mise en œuvre de près de 5 millions de compteurs intelligents dans 5 états indiens dans le cadre du plan de coopération entre la France et l'Inde. La phase de déploiement a été lancée en 2021 et s'étend massivement après un ralentissement lié à la crise sanitaire. La filiale EDF International Networks est implantée en Inde depuis 2019 et pilote la mise en œuvre du projet.

La filiale EDF Renouvelables présente en Inde dans le solaire photovoltaïque, et depuis 2016 dans l'éolien, a également poursuivi son développement. Voir également la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ».

Birmanie

Suite au coup d'État du 1er février 2021, EDF a annoncé la suspension du projet Shweli 3 en Birmanie, un projet de développement d'un barrage hydroélectrique sur la rivière Shweli, au nord-est de la Birmanie (État du Shan), d'une puissance de 671 MW. Le respect des droits humains fondamentaux constitue une condition préalable pour chaque projet auquel EDF prend part. Par conséquent, depuis le coup d'État, le consortium Shweli 3 a décidé de suspendre le développement du projet, y compris les activités de ses sous-traitants.

Par ailleurs, EDF a également décidé de suspendre son développement dans le domaine des *micro-grid* hybrides (solaire et batterie) dans plusieurs villages isolés en Birmanie.

Le Groupe est prêt à reprendre ses activités en Birmanie quand les conditions politiques et sociales le permettront.

Indonésie

Le groupe EDF poursuit sa stratégie de développement en Indonésie. Il privilégie les projets d'énergie renouvelable et l'accélération de l'accès à l'électricité dans les zones insulaires les plus reculées du pays par le développement de *micro-grids*.

Singapour

Suite à l'accord signé en juin 2013 avec le *Housing and Development Board* de Singapour, principal constructeur de bâtiments de la ville, en vue de développer un dispositif innovant de modélisation urbaine, le groupe EDF a ouvert en 2014 un centre d'excellence pour les villes durables en Asie : EDF Lab Singapore Pte. Ltd (le « Lab »).

En parallèle d'un démonstrateur micro-grid MASERA (*Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas*), le Lab est également impliqué dans deux projets « Réseaux Electriques » de recherche, partiellement financés par les autorités singapouriennes :

- *Platform for Interconnected Microgrids Operation* (PRIMO) : il s'agit d'un projet de recherche piloté par le Lab avec des partenaires universitaires locaux (NTU, SIT, SUM@CREATE) ;
- « Descartes » : il s'agit d'un projet de recherche de 5 ans piloté par le CNRS en lien avec 25 partenaires universitaires et 5 pilotes industriels dont le Lab, en charge du lot *Digital Energy*. Ce projet ambitionne de développer une plateforme d'intelligence artificielle hybride pour améliorer la prise de décision pour des systèmes urbains critiques (énergie, qualité de l'air, transports...).

Le Lab apporte son expertise concernant des études de faisabilité de projets d'import d'électricité vers Singapour, ainsi qu'en matière de développement des activités liées à la mobilité électrique.

Le Groupe est désormais bien implanté à Singapour pour couvrir son développement en Asie du Sud-Est, renforcer ses synergies avec le Lab et participer à l'écosystème de développement et d'innovation autour des thèmes des *smart grids*, de la mobilité électrique, de la ville intelligente et des interconnexions. L'objectif est d'augmenter la part des énergies renouvelables dans des pays traditionnellement très carbonés.

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe souhaite se développer 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.

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 *via* un contrat pluriannuel d'assistance technique renouvelé en 2015. Framatome est également un fournisseur important d'ESKOM (maintenance générale et fuel). En 2014, un contrat a été signé pour le changement des générateurs de vapeur de la centrale qui devrait être realisé en 2022.

Le groupe EDF a implanté une 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, EDF Development South Africa a acquis 30 % de la société d'ingénierie sud-africaine GIBB Power. L'objectif est d'appuyer le développement de l'activité d'ingénierie dans la région Afrique Australe.

Les activités renouvelables du groupe EDF dans le pays ont démarré en 2011 avec l'acquisition d'Innowind que le Groupe détient à 84 %. L'objectif est de participer aux appels d'offres renouvelables organisés par le gouvernement sud-africain. Trois projets éoliens ont été gagnés en 2012 et un en 2015 pour un total de 142 MW (dont 35 MW actuellement en construction). Ce programme d'appels d'offres gouvernementaux a été gelé entre 2015 et 2019.

En octobre 2019, le nouveau gouvernement a promulgué un Plan directeur énergétique du pays (IRP 2019-2030). Il prévoit environ 20 GW de capacités renouvelables additionnelles d'ici 2030 et 3 GW de gaz. Il intégre aussi une réflexion à mener sur la relance d'un programme nucléaire incluant des petits réacteurs modulaires (SMR). La mise en œuvre de ce plan directeur est en cours avec le lancement d'une demande d'information pour de nouvelles capacités nucléaires (à laquelle le groupe EDF a répondu en octobre 2020) et le lancement d'appels d'offres renouvelables (RMIPPP et REIPPP round 5).

En 2021, EDF Renewables (South Africa) a remporté plusieurs succés significatifs dans le cadre de ces appels d'offres gouvernementaux. En mars 2021, EDF a été désigné *prefered bidder* pour un projet hybride éolien, solaire et batterie de 75 MW (programme RMIPPP). En octobre 2021, EDF a été désigné *prefered bidder* pour 3 projets éoliens totalisant 420 MW (programme REIPPP Round 5). En outre, EDF Renouvelables a remporté un appel d'offres lancé par la société minière Anglo American pour 100 MW de capacité photovoltaïque pour fournir sa mine de Mogalakwena (Limpopo).

Le Groupe est aussi présent en Afrique du Sud à travers la société KES (Kuxhanya Energy Services) créée en 2002. Voir également la section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux ».

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).

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), MASEN (Agence Marocaine pour l'Energie 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. Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres, le consortium mené par EDF Renouvelables (en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co.) développe le parc eolien de Taza (150 MW). La construction de la phase 1 (87 MW) a démarré en septembre 2020.

EDF Renouvelables, en consortium avec Masdar et Green of Africa, réalise également la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire de Noor Midelt suite à un appel d'offres international gagné en mai 2019. 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.

EDF-R Maroc accompagne MASEN dans le renouvellement du parc éolien de Koudia al-Baida avec comme objectif de doubler sa capacité pour atteindre 100 MW. Ce projet qui démarrera en 2022 à la suite de la signature d'un protocole d'accord en 2018 sera le premier du genre en Afrique.

Enfin, le Groupe est présent dans les activités d'efficacité énergétique à travers EDF Fenice Maroc, filiale de Fenice Iberica (Edison). La société intervient dans le cadre d'un contrat d'économie circulaire avec un groupe international dans le secteur agroalimentaire.

Sénégal

Le Groupe est présent au Sénégal à travers la détention à 100 % de la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou.

Dans un secteur électrique qui connaît de nouvelles 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, en janvier 2021, une demande de révision tarifaire exceptionnelle dont l'issue reste attendue.

Cameroun

La société de projet Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) est détenue par EDF International (40 %), IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %). Elle a débuté le 1er février 2019 la construction du barrage hydroélectrique Nachtigal, d'une puissance de 420 MW, situé sur la Sanaga et proche de Yaoundé. En juillet 2016, la société Nachtigal Hydro Power Company a été créée pour accompagner le projet. Elle a signé une Convention de Concession de Production d'Électricité en avril 2017. La clôture financière de Nachtigal a été réalisée le 24 décembre 2018.

La centrale hydroélectrique Nachtigal est un projet dimensionnant pour le pays. Il sera, à sa mise en service, le plus important moyen de production du Cameroun. Son objectif est d'assurer environ un tiers des besoins en électricité et de générer de nombreuses retombées pour l'économie locale.

À fin 2021, l'actualisation du planning intègre un retard de 10 mois intégrant l'impact de la crise sanitaire Covid. La ligne de transport de plus de 50 km, reliant Nachtigal à Yaoundé, est terminée. La mise en service du premier groupe est prévue pour mi-2023 et la mise en service opérationnelle est prévue pour mi-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, le 25 juin 2021, pour le développement conjoint du projet et d'un JDA (*Joint Development Agreement*).

EDF poursuit son activité de conseil auprès d'Eneo, l'opérateur historique du secteur électrique dans le domaine de la distribution.

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. Elles atteignent des performances très satisfaisantes. La durée des PPA 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 30 MW de centrales solaires photovoltaïques opérationnelles et de 200 MW en développement.

EDF accompagne l'Égypte dans sa transition énergétique également comme consultant. Dans le domaine du transport avec EETC (Egyptian Electricity Transmission Company), EDF supervise l'ingénierie et la construction du dispatching du Delta (contrat de 2017) et du nouveau dispatching national qui sera localisé dans la nouvelle capitale administrative de l'Égypte (contrat de 2019).

En appui à la BEI, EDF poursuit son activité de conseil auprès d'EETC dans le cadre du développement de son réseau de transport.

Dans le domaine de la distribution pour EEHC (Egyptian Electricity Holding Company), EDF International Networks a finalisé, en 2021, le déploiement de 53 000 compteurs communicants au sein d'un consortium mené par l'industriel français Sagemcom et comprenant l'Égyptien Globaltronics.

Côte d'Ivoire

En partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest, et le fonds Meridiam, le groupe EDF développe le projet « Biovéa » de centrale biomasse de deux tranches de 23 MW. Ce projet est inscrit au Schéma Directeur de Développement de l'État ivoirien. Un accord sur le prix de cession de l'électricité a été signé avec l'État ivoirien le 30 novembre 2017. La convention de concession a été signée avec l'État le 9 décembre 2019. La signature de la documentation de financement et du contrat de construction a eu lieu en juin 2021. Le bouclage financier a eu lieu fin 2021 et le démarrage des travaux est prévu pour début 2022.

EDF International est devenu en 2019 actionnaire à 49 % de Conergies Group disposant d'une forte expertise de développement et d'innovation dans les domaines du chauffage, de la ventilation, et du froid industriel et solaire en Afrique de l'Ouest.

En août 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 ZECI, joint-venture avec la société américaine Zola Electric, pour le déploiement d'un projet *off grid* d'énergie hors réseaux pour les populations rurales et périurbaines. Voir la section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux ».

Ghana

Le Groupe est présent au Ghana à travers la société ZEGHA. Voir aussi la section 1.4.5.3.9 « Off Grid – Énergie hors réseaux ».

Togo

Le Groupe est présent dans le pays à travers la société BBOXX Togo Capital, joint-venture avec la société britannique BBOXX, pour le déploiement de solutions *off grid* d'énergie hors réseaux pour les populations rurales et périurbaines. Voir aussi la section 1.4.5.3.9 « Off Grid – Énergie hors réseaux ».

EDF a créé, début 2020, une succursale pour soutenir sa stratégie de développement et assurer la poursuite de prestation de services d'ingénierie.

Kenya

Depuis juillet 2018, le groupe EDF participe au développement de la société kenyane SunCulture pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination de foyers ruraux, principalement au Kenya.

EDF a pris une participation indirecte également dans Bboxx Capital Kenya en 2020. La société assure depuis quelques années la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Kenya. Voir aussi la section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux ».

EDF a investi à hauteur de 50 % en février 2021 dans Econet Energy Kenya (EEK). La société est spécialisée dans le solaire réparti à destination du marché d'affaires. EEK développe des solutions d'autoconsommation solaire allant du *design* à la maintenance jusqu'au financement. Elle dispose d'actifs en exploitation dans les secteurs industriel et tertiaire.

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. En outre, 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 dont le principal enjeu, pour les prochaines années, est de progresser dans la transition énergétique de l'après-pétrole.

Les projets majeurs de la zone sont situés notamment aux **Émirats Arabes Unis** avec, en 2021, à **Abu Dhabi** :

- la création en avril de Emerge, co-entreprise avec Masdar, l'un des *leaders* mondiaux dans le domaine des énergies renouvelables. L'entreprise développe des projets d'énergie solaire, d'efficacité énergétique et d'éclairage public. Emerge développe son offre prioritairement à destination des clients commerciaux et industriels, aux Emirats et en Arabie Saoudite. Elle contribue ainsi à l'atteinte des objectifs ambitieux de ces deux pays en matière de transition énergétique ;
- le démarrage de la construction du projet solaire photovoltaïque Al Dhafra. Ce projet a été attribué par appel d'offres au consortium constitué du groupe EDF, *via* sa filiale EDF Renouvelables, et de Jinko Power. Les deux développeurs ont été rejoints depuis lors par les co-actionnaires Taqa et Masdar, deux acteurs majeurs de l'énergie basés à Abu Dhabi. Avec une capacité installée de 2 GW, la future centrale solaire sera la plus puissante au monde. Elle évitera le rejet de 2,4 millions de tonnes de CO_2 par an. Voir également la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables » ;
- EDF, au sein d'un consortium composé de KEPCO et de Kyushu Electric Power Co., a signé en décembre 2021 un projet stratégique de 3,6 milliards de dollars visant à développer et à exploiter un système de transmission sous-marin de courant continu haute tension (HVDC-VSC), une première dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. Ce projet majeur consiste à connecter les activités de production *offshore* d'ADNOC [1] à une énergie plus propre et plus efficace, fournie par le biais du réseau électrique terrestre d'Abou Dhabi, détenu et exploité par les sociétés de transmission et de distribution de TAQA. Le projet réduira l'empreinte carbone *offshore* d'ADNOC de plus de 30 %, tout en soutenant la *Net Zero by 2050 Strategic Initiative* des Émirats Arabes Unis.

D'autres projets majeurs sont situés à **Dubaï** avec le client DEWA (en charge de l'eau et de l'électricité dans l'Émirat) :

- un contrat de développement de la centrale solaire photovoltaïque de 800 MW dite « DEWA III ». EDF, *via* sa filiale EDF Renouvelables, a développé ce projet

(1) Abu Dhabi National Oil Company.

aux côtés de Masdar et du client DEWA. Cette centrale était, au moment de son inauguration en 2020, la plus grosse centrale solaire au monde (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »). 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 au 1er semestre 2024). Dans le prolongement de ce contrat, DEWA a confié à EDF un contrat de supervision du projet Dubai Summit. Il consiste à construire un téléphérique touristique au-dessus du site hydroélectrique d'Hatta (fin prévisionnelle vers mi 2025) ;
- 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.

Toujours aux Émirats Arabes Unis, le groupe EDF a pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH. NAWAH est 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 selon lequel 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. 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 remportés et sont en cours avec ce client.

Les projets majeurs situés en **Arabie Saoudite** sont les suivants :

- 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 entre les deux groupes incluant notamment des prestations de formation. Dans le prolongement de cet accord, 2 contrats GOC « Generation, Optimization Center », signés en 2016 et 2019, prévoient l'appui d'EDF à la mise en place et à l'exploitation de centres régionaux d'optimisation de la production ;
- par ailleurs, EDF *via* sa filiale EDF Renouvelables, en partenariat avec Masdar et le groupe saoudien Nesma, a gagné en 2019 un appel d'offres qui comprend le financement, la construction et l'exploitation du premier projet éolien d'Arabie Saoudite pour une puissance installée de 400 MW, à Dumat Al Jandal. Voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ». Le parc a commencé à produire en juillet 2021 ;
- en 2020, toujours en partenariat avec Masdar et Nesma, EDF Renouvelables s'est vu attribuer le projet South Jeddah dans le cadre d'un appel d'offres organisé par le ministère de l'énergie (« Repdo 2 »). La construction de cette centrale solaire photovoltaïque d'une capacité de 300 MW a commencé début 2021. Il s'agira de la première centrale solaire d'EDF Renouvelables en Arabie Saoudite.

En Israël, le groupe EDF est présent, depuis 2010, à travers sa filiale EDF Renouvelables. À fin 2021, elle exploite 425 MW bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau, et construit 104 MW supplémentaires. La filiale prépare la construction en 2022-2023 d'environ 70 MW de projets photovoltaïques flottants, 30 MW de toitures solaires, 225 MW de projets photovoltaïques au sol associés à du stockage et 98 MW de projets éoliens. 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.

1.4.5.3.9 Off Grid - Énergie hors réseaux

Le groupe EDF a plus de vingt ans d'expérience dans le domaine *Off Grid* (énergie décentralisée) en Afrique au travers de sociétés créées à cet effet sur un modèle de concessions géographiques. Depuis 2017, le groupe EDF a décidé de s'associer avec des *start-up* innovantes pour fournir de l'énergie et des services à une clientèle rurale et périurbaine adaptée en fonction de ses revenus et de ses besoins. Ces solutions vont de l'alimentation réseau au kit solaire individuel en passant par le *mini-grid*.

Grâce à ces solutions, plus de 1,5 million de personnes en Afrique du Sud, Côte d'Ivoire, Ghana, Sénégal, Kenya, Zambie et Togo peuvent aujourd'hui s'éclairer. Elles peuvent également alimenter un ensemble d'appareils domestiques basse consommation, tels qu'une télévision ou une radio, ou recharger leur téléphone portable. Au Kenya et au Togo, les clients ont également la possibilité d'acheter des pompes solaires agricoles pour améliorer significativement le rendement des cultures.

Le groupe EDF a par ailleurs créé la société NEoT Offgrid Africa (participation d'EDF Pulse Holding à hauteur de 17 % aux côtés de fonds d'investissement de la société de gestion Meridiam). Elle a vocation à contribuer au financement des solutions de fourniture d'énergie et de services proposées.

Togo - Bboxx

EDF International détient 50 % de Bboxx Capital Togo. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Togo. Au-delà de la vente de kits solaires domestiques, un partenariat de déploiement de pompes solaires a été mis en place en 2020 avec la société kenyane SunCulture et le gouvernement togolais.

Afrique du Sud - KES

En Afrique du Sud, la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002, est détenue à hauteur de 50 % par EDF International, 15 % par l'opérateur local Calulo et 35 % par Total. Elle a initialement développé ses activités dans les kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal, puis a étendu ses activités dans la région d'Eastern Cape.

Kenya - SunCulture

Depuis juillet 2018, le groupe EDF participe au développement de la société kenyane SunCulture pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination de foyers ruraux principalement au Kenya. EDF accompagne SunCulture dans son développement international, *via* une participation de 16,1 % d'EDF International dans Savant Group, maison-mère de SunCulture.

Kenya - Bboxx

EDF International a pris une participation dans Bboxx Kenya en 2020 (*via* une participation de 38,5 % dans EDF Bboxx Kenya, laquelle détient 60 % de Bboxx Kenya). La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Kenya.

Zambie - SMG

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* a été identifiée dans le cadre du concours « EDF Pulse Africa ». Elle développe et installe des mini-réseaux à travers une solution de conteneurs standardisés et de compteurs intelligents permettant de vendre des blocks d'énergie à la demande.

Côte d'Ivoire - ZECI

Créé en octobre 2016, ZECI assure l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. En juin 2021, Zola Electric est sorti du capital de la société. Fin décembre 2021, un nouvel actionnaire partenaire, Meridiam, est entré au capital de ZECI, à 50/50 avec EDF International.

Ghana - ZEGHA

Zola Electric, la société ghanéenne CH Group et EDF International ont décidé de créer ZEGHA, détenue respectivement à hauteur de 50 %, 20 % et 30 % du capital. La phase pilote associée au démarrage de la société a débuté en décembre 2017 sur le modèle ivoirien.

1.4.6 Les 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.

Le groupe EDF a créé en 2017 « EDF Pulse Croissance » une équipe en charge d'explorer la transition écologique et numérique à travers les leviers de l'investissement et de l'intrapreneuriat, pour proposer aux clients du Groupe des offres et services innovants et compétitifs. En 2021, cette équipe a été intégrée à la nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (voir §1.4.6.1.3).

En 2018, le groupe EDF a lancé le Plan mobilité électrique afin de contribuer à décarboner le secteur des transports, émetteur de 31 % des émissions de CO_2 en Europe [1]. Cette démarche a été renforcée en 2019 avec notamment la création de Dreev, et en 2020 avec l'acquisition de Pod Point. Pour sa propre flotte de véhicules légers, le Groupe déploie le programme EV100 [2] et convertit progressivement ses véhicules thermiques en véhicules électriques avec un objectif de 100 % en 2030.

En 2019, EDF s'est engagé dans les services de proximité avec l'acquisition d'Hello Casa qui est devenu IZI Solutions. Cette nouvelle activité s'inscrit dans l'amélioration du confort et de la performance énergétique de l'habitat.

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 six zones géographiques (Grande-Bretagne, Irlande, USA, Pologne, Russie 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 alternatives et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour réduire leurs consommations d'énergie et améliorer la performance environnementale et économique de leurs installations.

Dalkia (y compris ses filiales) gère plus de 90 000 installations énergétiques en France et à l'international.

Dalkia a réalisé, en 2021, 6,2 TWh d'économies d'énergie et a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4 millions de tonnes [3] de CO_2.

Activités de Dalkia

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. 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 notamment ;
- 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 de ses objectifs de décarbonation.

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 Center*, les centres de pilotage de la performance énergétique qui allient intelligence numérique et humaine.

Principales filiales de Dalkia en France

Dalkia Smart Building

Dalkia Smart Building, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est un spécialiste de la conception et réalisation de solutions pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et la transition numérique en France. En complémentarité forte avec Dalkia, Dalkia Smart Building conçoit et réalise des solutions pour la rénovation des bâtiments.

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 plus de 600 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, ainsi que le pilotage des prestataires et de la maintenance des bâtiments des centrales nucléaires et thermiques.

Dalkia Electrotechnics

Dalkia Electrotechnics est une filiale détenue à 100 % par Dalkia [4]. Elle développe des activités de génie électrique centrées sur deux domaines :

- les courants électriques dits « forts » : réseaux électriques privés ou publics, éclairage, process industriels, transports… ;
- les courants électriques dits « faibles » : capteurs connectés, contrôles d'accès, vidéosurveillance, feux de signalisation…

Dalkia Electrotechnics assure la conception, l'installation, l'exploitation et la maintenance des installations électriques et propose une offre de travaux adaptée à ses clients.

Dalkia Electrotechnics intègre notamment Citelum France depuis janvier 2022.

(1) Ministère de la Transition écologique, chiffres clés du climat, Édition 2022, page 38

(2) 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.

(3) 3,7 millions de tonnes hors CO_2 évité grâce aux cogénérations gaz.

(4) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 25 janvier 2022 « Dalkia lance sa filière de génie électrique ».

Dalkia Biogaz

Dalkia Biogaz, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est une société spécialisée dans les activités de production, traitement et valorisation du biogaz. Dalkia Biogaz dispose de compétences dans le domaine de la méthanisation pour valoriser le biogaz produit, tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

CRAM

CRAM est une filiale détenue à 100 % par Dalkia implantée principalement dans le Nord-Ouest de la France (Normandie, Picardie et Ile-de-France). Elle intervient, propose et réalise des projets dans le domaine de l'exploitation-maintenance, la gestion et la réalisation d'installations thermiques et climatiques. L'entreprise compte 650 collaborateurs et gère près de 7 000 installations.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Dalkia Polska Solutions et Dalkia Polska Energia (Pologne)

Dalkia Polska Solutions, basée en Pologne, 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 Rus (Russie)

Dalkia Rus est un spécialiste de l'efficacité énergétique pour les industries, pionnier du secteur des services énergétiques en Russie.

Imtech (Royaume-Uni)

Imtech, société co-détenue par Dalkia et EDF Energy, est 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. Imtech fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des clients publics.

Imtech est implantée au Royaume-Uni. Sa filiale Sulr Engineering est présente en Scandinavie et en Irlande. Sa filiale Breathe est spécialiste de la performance énergétique au Royaume-Uni.

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.

Aegis Energy Services (États-Unis)

Aegis Energy Services LLC, 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 Energy Company Limited (Moyen-Orient)

Société créée en 2021, Dalkia Middle East Energy Company Limited est active dans le domaine des centrales et réseaux de froid, les contrats de performance énergétique et la maintenance multitechnique.

1.4.6.1.2 Citelum

Le groupe EDF a engagé un processus de réorganisation géographique et opérationnelle des activités de Citelum, filiale dédiée à l'éclairage public et aux services associés, dans le cadre du développement de ses activités dans les services énergétiques et notamment dans le génie électrique.

Cette réorganisation répond au double objectif de renforcer la qualité de services rendus à ses clients publics et privés, et développer les synergies entre les activités de services énergétiques portées par les principales filiales de services du Groupe grâce, notamment, à une plus forte intégration des activités réalisées dans le domaine de l'éclairage public par Citelum.

Ainsi, les activités réalisées par Citelum en France et en Belgique ont d'ores et déjà été transférées respectivement à Dalkia Electrotechnics, nouvelle filiale de spécialité de Dalkia [1], et à Luminus. Les activités réalisées au Mexique ont, pour leur part, été cédées à un fonds d'investissement.

Par ailleurs, Citelum bénéficie toujours d'un dynamisme commercial significatif. Ainsi, par exemple, Citelum, en groupement avec Eiffage, a remporté le marché de la Ville de Paris pour l'éclairage public, la signalisation lumineuse et les illuminations. C'est à ce jour le plus important contrat jamais passé en France dans le domaine de l'éclairage public et de la signalisation lumineuse.

2022 sera l'occasion de finaliser ce projet de consolidation des activités de génie électrique au sein du groupe EDF.

1.4.6.1.3 EDF Pulse Holding

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse

EDF a créé en 2021 une nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP) organisée autour de 5 missions :

- 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'actions associés. Ce cadrage est établi en étroite collaboration avec la R&D et les métiers du groupe EDF ;
- Performance et développement : définir les indicateurs de performance (KPI) innovation du Groupe et regrouper l'expertise autour d'outils et de méthodes d'innovation, en appui aux métiers du Groupe à travers les Programmes Pulse (cf. §3.3.3.6.7) ;
- Incubation, Ventures et Grands Projets Industriels Innovants : 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 stratégiques pour le Groupe ;
- Opérations : apporter des appuis RH, finances, juridique, contrôle de gestion, éthique & conformité, RSE et informatique à la DIPP et au portefeuille de filiales, participations et projets incubés ;
- Communication & Marketing : apporter un appui communication à la DIPP ainsi qu'à tous les projets innovants pour renforcer l'image innovante du Groupe.

La DIPP intègre l'ancienne entité EDF Pulse Croissance, dont les participations dans des *start-up* et des fonds d'investissement sont désormais portées par EDF Pulse Holding. 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 et 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 intrapreneuriaux peuvent aboutir à la création d'une filiale du groupe EDF. Tel a été le cas par exemple de :

- **Hynamics** qui produit et commercialise de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau à partir d'une électricité d'origine bas carbone pour les marchés de la mobilité lourde et de l'industrie ;
- **Metroscope**, qui a développé un logiciel de jumeau numérique permettant d'optimiser la performance des installations industrielles ;
- **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, un accompagnement dans l'aménagement du territoire et l'optimisation énergétique des projets pour viser la neutralité carbone, à travers une offre de conseil stratégique, d'études technico-économiques et de visualisation.

(1) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 25 janvier 2022 « Dalkia lance sa filière de génie électrique ».
(2) Hors Enedis et RTE.

EDF Pulse Ventures

Le programme EDF Pulse Ventures a pour mission d'identifier de nouvelles activités et solutions innovantes en dehors du groupe EDF, pour développer le portefeuille d'investissement porté par EDF Pulse Holding dans des *start-up* et dans des fonds de capital-risque.

Le programme peut également aboutir à la création de co-entreprises avec des *start-up* capables d'explorer de nouveaux modèles d'activités et d'aller à la conquête de nouveaux marchés en France et à l'international. Pour l'essentiel, l'ambition est de construire un partenariat industriel et commercial entre ces *start-up* et les métiers du groupe EDF, renforcé par l'actionnariat d'EDF Pulse Holding.

Depuis 2017, environ 270 millions d'euros ont été investis au titre des programmes EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures dans 25 *start-up* internes ou externes et dans 20 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 2021

Enerbrain

Enerbrain est une *start-up* italienne spécialisée dans les solutions de *smart building*. Elle a développé une solution d'optimisation de l'efficacité énergétique des bâtiments tertiaires, utilisant des capteurs connectés IoT et une couche logicielle de pilotage des usages électriques du bâtiment intégrant de l'intelligence artificielle. À l'occasion d'une levée de fonds de la société à hauteur de 5,2 millions d'euros, EDF Pulse Holding a pris une participation aux côtés d'autres acteurs financiers et institutionnels.

Persefoni

Persefoni est une *start-up* américaine qui permet aux entreprises et aux investisseurs institutionnels de mesurer, analyser, planifier, anticiper et rendre publique leur empreinte carbone. La plateforme Persefoni s'appuie sur l'intelligence artificielle pour permettre aux organisations de gérer leurs transactions et l'inventaire de leurs émissions carbone avec la même rigueur que leurs transactions financières. Conçu à la fois pour les entreprises et les investisseurs institutionnels, Persefoni est un système complet de gestion de l'empreinte carbone. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette *start-up* à l'occasion d'un tour de table de série B de 101 millions de dollars.

Algar

Algar est une *start-up* française spécialisée dans la simplification et la gestion des procédures d'obtention d'autorisations d'urbanisme auprès des particuliers et des professionnels. Elle offre un service complet de facilitation des procédures légales qui permet aux propriétaires d'obtenir des autorisations d'urbanisme 100 % en ligne. Algar fait ainsi partie des *start up* de la proptech qui transforment le secteur immobilier grâce aux technologies numériques. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette *start-up* à l'occasion d'un tour de table de série A de 3,2 millions d'euros.

ITK

ITK est une société française fondée en 2003, spécialiste de l'agri-intelligence. ITK conçoit et développe des solutions de modélisation agronomique et d'intelligence artificielle pour une agriculture plus performante et moins émettrice de gaz à effet de serre. La technologie d'ITK simplifie le pilotage de la rentabilité des productions agricoles, de leur impact sur l'environnement, ainsi que de la santé et du bien-être animal. La société ITK est implantée sur 3 sites : Montpellier (Occitanie), Rennes (Bretagne), San Francisco (Californie, USA). EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette société à l'occasion d'un tour de table de 10 millions d'euros.

Fonds d'infrastructure « Clean H2 »

EDF Pulse Holding a pris une participation dans un fonds dédié au développement des infrastructures d'hydrogène décarboné. Ce fonds est géré par Hy24, joint-venture détenue à parts égales par Ardian, l'un des *leaders* mondiaux de l'investissement privé, et FiveT Hydrogen, plateforme de gestion spécialisée dans les projets d'hydrogène décarboné. Ce fonds investira dans l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène renouvelable et bas carbone, dans les régions les plus prometteuses d'Amérique, d'Asie et d'Europe. Il investira, en qualité de partenaire et aux côtés d'autres grands développeurs et/ou acteurs industriels, dans de grands projets d'hydrogène décarboné, aussi bien dans les secteurs amont que dans les secteurs aval.

1.4.6.1.4 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 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. Les filiales Netseenergy et Edelia, qui s'inscrivent depuis 15 ans autour de cet axe stratégique, ont fusionné au 1er janvier 2021 donnant naissance à Datanumia. 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.

Spécialisée dans l'intelligence énergétique du bâtiment et des process industriels, Datanumia accompagne d'une part, les entreprises et les collectivités dans la transition énergétique sur toute la chaîne de valeur du *management* énergétique. À travers ses solutions sur-mesure adaptées aux besoins de ses clients (pilotage de la performance énergétique, audits énergétiques innovants…), Datanumia traite près de 10 millions de données quotidiennement sur un périmètre de près de 45 000 sites. Spécialiste de l'IoT (*internet of Things*) avec 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Datanumia assure le *management* énergétique de plus de 120 millions de mètres carrés de bâtiments.

D'autre part, Datanumia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers. Datanumia propose ainsi une plate-forme numérique qui permet aux clients d'EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes pour suivre et comprendre finement leur consommation énergétique (électricité et gaz). Cette plateforme compte aujourd'hui près de 6 millions de clients particuliers actifs.

Sowee

Filiale à 100 % du groupe EDF créée en 2016, Sowee 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 également, 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 grâce à l'intégration d'Amazon Alexa et à l'affichage d'informations pratiques telles que la qualité de l'air intérieur (CO_2 et humidité) et extérieur, les prévisions météo, les éphémérides… Enfin, Sowee a lancé une option « effacement piloté » en 2021 à destination de ses clients détenteurs de la Station connectée.

IZIVIA

IZIVIA, filiale à 100 % du groupe EDF, est un acteur de référence sur le marché de la mobilité électrique en France. IZIVIA propose des solutions de recharge pour véhicules électriques à destination des collectivités, des syndicats d'énergie et des entreprises. Elle accompagne l'ensemble de ses clients à toutes les étapes de leurs projets de mobilité électrique (exploitation technique et commerciale des services de recharge, maintenance des bornes et gestion des services aux utilisateurs).

IZIVIA est *leader* de la recharge publique avec plus de 25 % de part de marché. Elle est un des acteurs de référence avec près de 20 % de part de marché dans les bornes éligibles à la prime Advenir [1]. L'entreprise exploite 14 500 points de recharge.

Cham

Filiale à 100 % du groupe EDF, Cham 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…

(1) Créé en 2016, le programme Advenir finance au travers de primes le déploiement d'infrastructure de recharges.

Avec plus de 1 000 collaborateurs présents partout en France, Cham réalise plus de 800 000 interventions par an et répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

Cham s'appuie sur ses 70 agences de proximité et ses canaux digitaux pour servir et développer sa clientèle. Elle développe de plus en plus son portefeuille de pompes à chaleur afin d'accompagner ses clients dans la transition énergétique. Elle expérimente le télédiagnostic et le dépannage à distance.

Soutenue par une forte ambition de croissance, Cham se positionne pour devenir un acteur incontournable de la rénovation énergétique. Elle s'appuie sur 3 atouts majeurs : le professionnalisme de ses équipes, l'expertise de son réseau et la relation de proximité avec ses clients.

IZI by EDF

Lancée en février 2019, IZI by EDF est la marque d'EDF pour proposer des services, au-delà de l'énergie, aux Français (particuliers et petits professionnels), clients ou non d'EDF, afin de les accompagner dans leur confort et leur transition énergétique.

En 2020, IZI by EDF a déployé une offre complète pour la maison durable et la mobilité électrique :

- une offre clé en main de rénovation énergétique autour des solutions de chauffage (pompes à chaleur, chaudières), de l'isolation, de pose de fenêtres et de ventilation (avec le calcul et la déduction de toutes les aides réglementaires du devis client), ainsi qu'une solution de financement et un engagement de qualité ;
- une solution complète pour passer à la mobilité électrique incluant la fourniture et l'installation de bornes de recharge à domicile, la fourniture d'électricité verte avec « Vert Électrique Auto », le pass mobilité (opéré par IZIVIA) pour se recharger partout en Europe, et le véhicule électrique en leasing.

En 2021, IZI by EDF a continué à développer sa gamme d'offres en proposant l'isolation des murs par l'extérieur, les pompes à chaleur air-air, la mise aux normes d'installations électriques, la rénovation intérieure complète de logements. Grâce à cette gamme d'offres étendue, IZI by EDF a connu un doublement de son chiffre d'affaires par rapport à 2020 et une multiplication par trois de ses ventes de pompes à chaleur air-eau et de bornes de recharge pour véhicule électrique à domicile.

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.

Avec IZI by EDF, sont également proposées les offres des filiales de spécialité du groupe EDF (CHAM et IZIVIA) ainsi que celles de certains partenaires stratégiques[1].

Local Energy Management (gestion locale de l'énergie)

À l'été 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, Dreev, e2m, PowerShift, Store & Forecast) dont les 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* (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 filiale détenue à 100 % par EDF, **Agregio**, est un agrégateur qui s'adresse à trois types de clients : les producteurs d'électricité renouvelable (éolien, solaire…), les clients consommateurs d'électricité (industriels, entreprises…) et les gestionnaires d'actifs de stockage. Pour les producteurs d'électricité, Agregio propose des offres sur-mesure pour optimiser et vendre/livrer leur production, garanties de capacités et garanties d'origine, sur les marchés de l'électricité ou à des consommateurs, en leur sécurisant des revenus dans la durée. Agregio s'adresse également aux consommateurs industriels et tertiaires qui sont prêts à effacer ou moduler leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique. Agregio optimise également des systèmes de stockage.

Energy2market (e2m) est un agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales qui gère et exploite 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 GW.

À fin 2021, le groupe EDF se positionne parmi les *leaders* européens sur ces nouveaux marchés avec 9 GW d'actifs décentralisés en portefeuille.

1.4.6.2 Activités gazières

Le groupe EDF utilise en Europe environ 270 TWh de gaz. Sa stratégie gazière vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 5,99 millions de clients[2], 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 mais aussi en Europe, principalement au travers d'Edison, d'EDF Energy et de Luminus. Depuis août 2017 Edison est la plateforme gazière du Groupe par un contrat de services pour la gestion des actifs et le développement de ses activités amont. Voir la section 1.4.S.2.2 « Stratégie d'Edison ».

Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading, pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros continentaux et au Royaume-Uni, et sur Dalkia (notamment pour les centrales de cogénération).

L'optimisation des flexibilités du portefeuille d'actifs GNL d'EDF est gérée par JERA Global Markets, une joint-venture entre EDF Trading Limited (33,33 %) et JERA Trading International Pte (66,67 %).

Enfin, le Groupe est présent en dehors de l'Europe, en particulier aux États-Unis où EDF Energy Services est un fournisseur important de gaz naturel auprès de grands clients industriels et des distributeurs.

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2021, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- France (EDF, Dalkia et Électricité de Strasbourg) : environ 2,1 millions de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour un volume vendu d'environ 39 TWh ;
- Italie (Edison) : environ 0,9 million de clients, pour un volume vendu d'environ 84 TWh de gaz ;
- Royaume-Uni (EDF Energy)[3] : environ 2,3 millions de clients, pour un volume vendu d'environ 36 TWh ;
- Belgique (Luminus) : environ 0,8 million de clients, pour un volume vendu d'environ 13 TWh.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

1.4.6.2.2.1 Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz et GNL du Groupe est réalisé, à la fois sur les marchés gaziers à court et moyen terme et au travers d'un portefeuille diversifié de contrats court et long terme en provenance du Qatar, de Russie, 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 gaziers.

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 de gaz à moyen et à long terme. Dans le GNL, EDF a souscrit des contrats moyen terme et long terme avec l'objectif notamment de valoriser la capacité de regazéification du terminal méthanier de Dunkerque.

De plus, en 2021, Edison a commencé à importer un milliard de mètres cubes de gaz par an provenant de l'Azerbaïdjan *via* un contrat à long terme. Voir la section 1.4.S.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

(1) Arval, AXA, Hom.rs.
(2) Les clients sont décomptés fin 2021 en nombre de sites de livraison.
(3) Hors Irlande du Nord.

1.4.6.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

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. Voir la section 1.4.5.2.3.2 « activités dans le secteur du gaz ».

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

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. Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

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. Il vise à développer une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur le territoire italien ainsi que la construction d'un premier dépôt côtier et d'un petit méthanier dédié (*small scale*). L'objectif est de contribuer à la réduction des émissions de CO_2 pour les transports maritimes et routiers. Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

Le premier dépôt, dont la construction est terminée, dispose d'une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison aura un droit d'utilisation de 85 %). L'activité de commercialisation de GNL a démarré au mois de novembre pour les clients du marché de gros.

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 190 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 » 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.

1.4.6.2.2.3 Exploration et production

En décembre 2020 Edison a annoncé la cession des activités d'exploration et de production d'hydrocarbures, hors Algérie et Norvège, à Energean. En mars 2021, Edison est sorti de ce secteur en Norvège, ayant finalisé l'accord pour la cession de 100 % d'Edison Norge AS signé avec Sval Energi le 30 décembre 2020.

1.4.6.3 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. EDFT propose également des produits financiers pétroliers et environnementaux. Concernant le GNL, le charbon et les activités de fret associées, EDFT intervient par l'intermédiaire de JERA Global Markets en partenariat avec le japonais JERA. Au travers de sa filiale nord-américaine, EDFT est également l'un des principaux prestataires de services auprès des producteurs d'électricité et des fournisseurs d'énergie. Il est l'un des trois premiers fournisseurs d'électricité en termes de volumes, auprès des grands clients industriels et commerciaux.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 840 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 DOAAT (voir la section 1.4.3 « Activités d'optimisation pour EDF 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 près 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 rayonnement géographique important 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 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 590 Gm^3 (milliards de mètres cubes) par an. La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment la production, 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. En 2021, EDF Trading a étendu ses activités auprès d'un nombre accru de contreparties, de fournisseurs en Europe et de plusieurs grands acteurs intervenant sur les marchés européens afin de couvrir leur portefeuille.

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 gère plus de 30 GW pour 105 centrales électriques et est l'un des principaux fournisseurs de services de production aux centrales aux États-Unis. 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 opérations de vente au détail en Amérique du Nord

Classée dans le top 3 des fournisseurs d'électricité en termes de volumes auprès des clients commerciaux et industriels en Amérique du Nord, l'équipe d'approvisionnement et de services au détail offre du gaz naturel, de l'électricité et des produits environnementaux à un portefeuille de clients industriels et commerciaux. Elle gère un portefeuille de 2,6 GW d'effacement clients. En 2021, EDF Trading a étendu sa couverture du marché et a développé son activité pour répondre à l'intérêt de ses clients industriels et commerciaux pour un approvisionnement en énergie renouvelable.

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 multicommodités 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. Par ailleurs, la société est un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques de produits dérivés climatiques en Europe. En 2021, EDF Trading a étendu son activité en soutien aux initiatives du Groupe pour développer les énergies vertes. Il propose des certificats de grande qualité environnementale aux contreparties souhaitant compenser leur empreinte carbone. EDFT a également continué à développer son activité de PPA [1] pour soutenir le développement des énergies renouvelables. Il a monté un *desk* de *trading* dédié aux biocarburants pour accompagner la transition vers des sources d'énergies moins émettrices de CO_2.

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. En 2021, EDFT a continué à développer ses activités à l'international, en particulier sur le marché du GPL et sur le marché japonais de l'électricité.

(1) Power Purchase Agreement.

1.4.6.4 Autres participations

EDF Trading Logistics

Avec un volume de l'ordre 1 million de tonnes de fioul livrées et de l'ordre de 1 million de tonnes de charbon traités en 2021, EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul et bioliquides. Il organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul, bioliquides et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du Groupe en France continentale, en Corse et Outre-mer, en étroite collaboration avec la DDAAT, EDF PEI et SEI. Il contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Montoir de Bretagne.

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 31 octobre 2019. Il intervient également dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.5 Recherche et développement, brevets et licences

Les activités de Recherche & Développement (R&D) menées par le groupe EDF sont portées d'une part par la Direction Recherche et Développement d'EDF – EDF R&D et d'autre part par certaines filiales du Groupe. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la raison d'être et la stratégie CAP 2030 du Groupe. Un dispositif de coordination (« Charte R&D ») de ces dernières 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 les métiers du Groupe. Elle emploie 2 263 (1) collaborateurs dans le monde.

Les compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables et stockage, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, *management* d'énergie, commerce et services, systèmes d'information, environnement. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes.

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 principal d'EDF R&D, est implanté depuis 2016, à Palaiseau, sur le campus de Paris Saclay. À fin 2021, la R&D d'EDF compte 1 782 collaborateurs en France, de 30 nationalités différentes.

La R&D du groupe EDF a pour missions principales d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe, en leur apportant son expertise de haut niveau et ses pratiques performantes, et de contribuer à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

La R&D se mobilise pour viser l'ambition exprimée dans la raison d'être d'EDF. Ses axes de recherche, issus de son nouveau Plan Scientifique, s'articulent autour de quatre grandes thématiques :

- décarboner les usages de nos clients grâce à l'électricité ;
- renforcer les performances des moyens de production ;
- inventer les systèmes électriques de demain ;
- accélérer la transformation digitale.

En 2021, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 661 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 487 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, EDF Energy et Edison. C'est 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. Ils portent notamment sur la recherche 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, 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.

1.5.1 Les programmes de la R&D

La R&D du groupe EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle recherche, pour le compte des métiers, 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.

Ses axes de recherche s'articulent autour de quatre grandes thématiques, en cohérence avec la raison d'être du Groupe et la stratégie CAP 2030 :

- **décarboner les usages de nos clients grâce à l'électricité** : champion de l'électricité bas carbone, EDF souhaite faire de cette énergie finale le fer de lance de la décarbonation. Pour autant, toutes les activités ne pourront pas être décarbonées par l'électricité. Ceci conduit à investiguer la décarbonation d'autres vecteurs énergétiques ;
- **renforcer les performances des moyens de production** : dans la plupart des pays du monde, la décarbonation de la production d'électricité reste une priorité. En revanche, en France, pays qui bénéficie déjà d'un mix électrique décarboné, l'enjeu sera de produire l'électricité de façon toujours plus performante en combinant renouvellement du parc nucléaire et développement des énergies renouvelables pilotables (hydraulique) et variables (éolien et photovoltaïque) dans une logique de synergie ;
- **inventer les systèmes électriques de demain** : dans le monde, plus de la moitié des moyens de production d'électricité mis en service chaque année est aujourd'hui bas carbone avec une place prépondérante prise par les énergies renouvelables variables (solaire et éolien). Le volume de production variable et à coût marginal quasi nul va donc augmenter significativement dans les décennies qui viennent ce qui amène à relever de nombreux défis pour assurer le bon fonctionnement du système électrique ;
- **accélérer la transformation digitale** : l'univers dans lequel nous évoluons est de plus en plus numérique. La crise sanitaire de 2020 a encore renforcé cette tendance en mettant en évidence de nouveaux modes de travail et l'importance de la résilience face au risque Cyber. La modélisation et la simulation numérique restent des outils indispensables à la R&D d'EDF.

Les travaux de recherche sur les réseaux qui interviennent pour Enedis sont réalisés dans le cadre d'un contrat de prestations de services, qui fixe des 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 de EDF.

1.5.1.1 Décarboner les usages de nos clients grâce à l'électricité

Dans le contexte de la publication par la Commission européenne de sa feuille de route *Fit for 55* et du Plan France 2030, la R&D d'EDF travaille sur la thématique de la décarbonation profonde du secteur industriel. Les travaux concernent la connaissance des principaux secteurs émetteurs (sidérurgie, cimenterie, chimie, agroalimentaire, papier, etc.) et la promotion des leviers pour les décarboner. Ces leviers vont des plus matures (résistance, induction, four à arc, compression mécanique de vapeur) au plus innovants. Un important volet est consacré au développement des pompes à chaleur à très haute température (plus de 100 °C).

L'année 2021 aura été également marquée par la mise en application de la nouvelle réglementation RE2020. Pour favoriser l'adoption de cette nouvelle réglementation par les maîtres d'ouvrage et étendre son influence sur l'existant, la R&D d'EDF mène des travaux de co-développement des solutions PAC avec les fabricants afin d'élargir l'offre et couvrir l'ensemble des besoins, et réalise des suivis terrain d'opérations de référence permettant d'établir scientifiquement et partager largement les performances obtenues *in situ* par ces équipements.

Les ménages mobilisent de plus en plus leur épargne pour construire ou rénover un habitat moins carboné. EDF R&D est pleinement mobilisée pour accompagner les métiers du groupe en élaborant les outils d'avant-vente (dimensionnement), d'aide

(1) Comptabilisés en ETP temps plein.

à l'installation (algorithmes d'autoparamétrage) et d'aide à l'exploitation (arbre de cause, e-maintenance).

En matière de mobilité, la transition des gammes de véhicules proposées par les constructeurs s'accélère vers le bas carbone. Fiabilité, durabilité, interopérabilité, simplicité sont les maîtres mots qui accompagnent les actions de la R&D d'EDF en soutien des métiers du Groupe. Les équipes de chercheurs développent des solutions de *smart charging* qui permettront demain à la mobilité de ne pas peser sur la pointe de consommation électrique et de proposer des flexibilités permettant au système de fonctionner de façon optimale et durable y compris avec un fort taux de production d'EnR variables.

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 et accroître leurs performances de production et environnementales.

1.5.1.2.1 Conforter et pérenniser la production nucléaire peu émettrice de CO_2 du Groupe

1.5.1.2.1.1 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, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement.

Plus globalement, le groupe EDF (EDF et Framatome) est associé au CEA dans l'Institut Tripartite pour mener des actions de R&D dans un cadre partenarial et en développant la démarche « Initiatives pour l'Usine Nucléaire du Futur » structurée en briques technologiques qui servent 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, ainsi que 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.

Fort de la réussite de l'expérience ConnexLab visant à tester de nouveaux concepts d'exploitation et de maintenance, la R&D d'EDF poursuit et amplifie le développement du projet « Réacteur Numérique ». Ce projet a commencé à produire des résultats de R&D notables pour la Filière Nucléaire, regroupant 9 partenaires clés (EDF, CEA, FRAMATOME, PME, ETI et académiques). Il permettra également d'offrir aux ingénieries et aux bureaux d'études de la filière un environnement de calculs basés sur les meilleures techniques disponibles tant au niveau des puissances de calculs disponibles que des codes scientifiques à l'état de l'art.

La R&D a poursuivi le développement de démarches numériques toujours en privilégiant une collaboration partenariale forte avec les autres acteurs de la filière nucléaire. Elle a ainsi lancé deux nouveaux projets reconnus et valorisés par France Relance pour réaliser des prototypages rapides de salles de commande de centrales nucléaires, SMR en particulier (Projet ICAREX), et pour pouvoir bénéficier d'une plateforme filière de calculs de mécaniques (Projet MECANUM).

Toutes ces innovations dans le domaine numérique, mais aussi dans d'autres domaines techniques complexes permettent à la R&D d'apporter sa contribution :

- au parc existant en participant à l'amélioration de la performance des arrêts de tranche, à l'optimisation des évolutions et à l'augmentation de la durée de vie des tranches nucléaires ; et
- au nouveau nucléaire, en participant à des projets innovants (par exemple les *Small Modular Reactor* et le projet Nuward en particulier).

1.5.1.2.1.2 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.

Framatome s'appuie également sur les compétences du CEA dans le cadre de l'Institut Tripartite : codes de simulation, combustibles nucléaires à résistance accrue, et « briques technologiques » de « l'usine nucléaire du futur ».

Des collaborations à l'international sont également actives (Département de l'Énergie des États-Unis, programmes Européens Horizon Europe, Plan de Relance en France, etc.).

Au cours de l'année écoulée, la R&D réalisée au sein de la BU (*Business Unit*) Direction Technique et de l'Ingénierie, a notamment porté sur :

- la construction d'une « École de *Design* », permettant à des ingénieurs de se familiariser avec les outils et le cycle de conception des chaudières nucléaires ;
- la poursuite du développement de la chaîne de simulation neutronique avancée (« ODYSSÉE »), menée en partenariat avec EDF, et qui a d'ores et déjà donné des résultats améliorés sur le parc français ;
- des activités d'étude du multirecyclage en PWR, avec EDF, ORANO et le CEA ;
- la réception du coude de circuit primaire PWR DEMOCRITE échelle 1, fabriqué en Compaction Isostatique à Chaud, et le démarrage de sa caractérisation.

Les développements concernant les activités de services de la BU Base Installée ont permis des avancées significatives : amélioration continue et automatisation des équipements d'intervention sur les centrales PWR et BWR, extension de l'offre de services et produits digitaux innovants au profit de la performance de nos clients.

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 qui jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen et mondial constitue un axe fort de recherche

S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène, la R&D d'EDF a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique, industriel et les *start-ups*. Les énergies renouvelables, les technologies de l'hydrogène bas carbone et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie, batteries électrochimiques volants d'inerties, stockage thermique, stockage thermochimique, batteries à flux, supercapacités, électrolyseurs, piles à combustibles (hydrogène), stockage thermique de chaleur et de froid.

Dans le domaine de l'éolien en mer, la R&D développe des outils de modélisations spécifiques pour le dimensionnement hydrodynamiques et mécaniques 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 rendent légitime le choix d'EDF pour un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D ont pour but 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, valoriser nos actions de progrès, limiter et valoriser nos sous-produits ;
- 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.

Depuis de nombreuses années, EDF s'est dotée d'équipes de recherche dédiées aux questions de la biodiversité. Un programme de recherche ambitieux vise à développer des outils performants pour évaluer et maîtriser les impacts des moyens de production d'EDF sur la biodiversité et améliorer de façon continue la biodiversité au voisinage des centrales de production.

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 et 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 et est un levier essentiel des transitions électrique et climatique décrites précédemment. Le programme de recherche en Technologies de l'Information s'attache 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'Internet des objets (IOT), la téléphonie 5G, la cyber sécurité des systèmes industriels, les *blockchains*, les calculateurs quantiques, la réalité virtuelle… ;
- maintenir et développer un écosystème transverse de calcul scientifique au service des études conduites par EDF R&D et les ingénieries.

On pourra citer comme faits marquants 2021 relatifs aux technologies de rupture :

- la confirmation de la pertinence du laboratoire commun SINCLAIR, avec d'autres grands industriels, pour mutualiser et accélérer nos travaux sur l'applicabilité de l'IA aux systèmes critiques ;
- la *task force* Groupe 5G dont le pilotage a été confié à EDF R&D, qui a permis d'identifier des cas d'usages clés pour les métiers du Groupe. Des expérimentations ont démarré cette année et EDF R&D a lancé son 5G Living Lab ;
- le projet, lancé il y a 3 ans, concernant l'informatique quantique qui livre ses premiers résultats.

1.5.1.5 Les partenariats 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 tant en France qu'à l'international avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux du groupe EDF et de compléter ses champs de compétences internes.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international.

France

En France, la R&D a mis en place des accords-cadres avec les grands organismes publics de recherche. Le principal partenaire académique en France est le CNRS avec lequel EDF a renouvelé en 2019 pour cinq ans l'accord-cadre de collaboration. 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 et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par différents guichets nationaux ou européens. En 2021, l'accord-cadre de partenariat avec le BRGM a été renouvelé et trois nouveaux accords-cadres ont été mis en place avec CentraleSupélec, l'IFP-EN et l'Université Gustave Eiffel à Marne-la-Vallée. Le mécénat avec la Fondation mathématique Jacques Hadamard du Campus de Paris Saclay a également été renouvelé autour du programme Gaspard Monge pour l'optimisation. Enfin une nouvelle équipe commune a été créée avec le centre Inria Saclay – Île-de-France et l'École Polytechnique : l'équipe IDEFIX pour « Solution d'Équations Différentielles pour l'Imagerie et la physique ».

La R&D soutient également quelques chaires d'enseignement et de recherche ciblées.

La R&D est aussi présente au sein de plusieurs Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'Investissements d'avenir tels que 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 ou encore Vedecom sur la mobilité électrique, ainsi qu'au sein de l'IRT SystemX implanté au cœur du cluster Paris-Saclay.

Le groupe EDF est à l'initiative de ConnexITy, programme de R&D dont l'objectif est de rapprocher grâce au numérique les acteurs de la filière nucléaire afin de simplifier l'exploitation, la préparation des chantiers et la conception des centrales.

EDF est aussi membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia et SNETP pour le nucléaire ou EASE pour le stockage.

Par ailleurs, plusieurs partenariats s'insèrent dans l'écosystème du Campus de Paris-Saclay comme par exemple le Groupement d'Intérêt Scientifique SEISM sur le séisme qui associe CentraleSupélec, l'ENS Paris-Saclay, le CNRS, le BRGM et EDF ou encore l'Unité Mixte de Recherche IMSIA (Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles) associant l'ENSTA, le CNRS, le CEA et EDF.

La R&D d'EDF a également mis en place un centre international de recherche sur le vieillissement des matériaux, le MAI pour Material Ageing Institute, regroupant, aux côtés d'EDF, la plupart des grands exploitants nucléaires mondiaux.

Allemagne

Sur le plan de sa présence à l'international, depuis le début des années 2000, EDF dispose d'un centre de recherche en Allemagne – EIFER – en collaboration avec le Karlsruhe Institute of Technology (KIT). EIFER est le centre de référence pour le domaine hydrogène et appuie à ce titre la filiale du groupe Hynamics dédiée au développement commercial de solutions hydrogène sur les marchés industriels et mobilité lourde. Les équipes d'EIFER sont également pleinement mobilisées sur les thématiques liées aux systèmes énergétiques locaux décentralisés, aux villes et territoires durables, à la géothermie et aux biofuels.

Royaume-Uni

EDF R&D UK Center consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique, 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 des *business units* d'EDF que ce soit dans le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs AGR et déconstruction avec l'annonce par EDF UK de la fermeture programmée de plusieurs réacteurs), et dans les nouveaux projets avec la mise en place d'une antenne à Bristol pour soutenir le projet HPC notamment sur les problématiques environnementales du site. Le centre est également pleinement

mobilisé, dans le *digital clients* ou les projets éoliens *offshore* dont il est le centre de référence pour tous les projets du Groupe en France et à l'international.

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 pour Edison. Les équipes et les laboratoires sont essentiellement localisés dans des espaces d'innovation des deux « Politecnici » italiens (Milan and Turin), ce qui favorise les coopérations et ancre profondément 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 portant sur les réseaux intelligents, ou les installations nucléaires (voir section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »). En 2021 le centre a activement contribué à la mise en place de la plateforme de commercialisation d'électricité établie par la filiale EDF China avec un partenaire local dans le cadre de l'ouverture des marchés décidée par le gouvernement chinois. Le centre est également actif 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 sur l'industrialisation des solutions de *micro grids* à coût compétitif et à énergie renouvelable élaborées et testées avec son démonstrateur sur l'île de Semakau au large de Singapour.

Il est également impliqué sur les études de faisabilité d'interconnexions électriques dans la sous-région d'Asie du Sud-Est, sur des projets de mobilité électrique à Singapour et le grand projet Descartes piloté par le CNRS avec des partenaires singapouriens dans le domaine de l'intelligence artificielle.

Etats-Unis

Le Groupe dispose depuis plusieurs années d'un centre de R&D et Innovation, installé dans la Silicon Valley, qui 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 mais également l'analyse des tendances technologiques et digitales *via* une équipe dédiée, le *market design* et l'évaluation de nouveaux modèles d'affaire pour le Groupe aux USA.

1.5.2 Politique de propriété intellectuelle

La propriété industrielle 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.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels enregistrés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2021, le portefeuille du groupe EDF (principalement EDF et Enedis) comprend 756 innovations brevetées et protégées par 2 158 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection aux innovations et au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2021, EDF a déposé 49 demandes de brevets [1] (66 en 2020).

(1) Il est précisé qu'Enedis a déposé trois demandes de brevet.

18 Mds€

EBITDA 2021
DU GROUPE

1

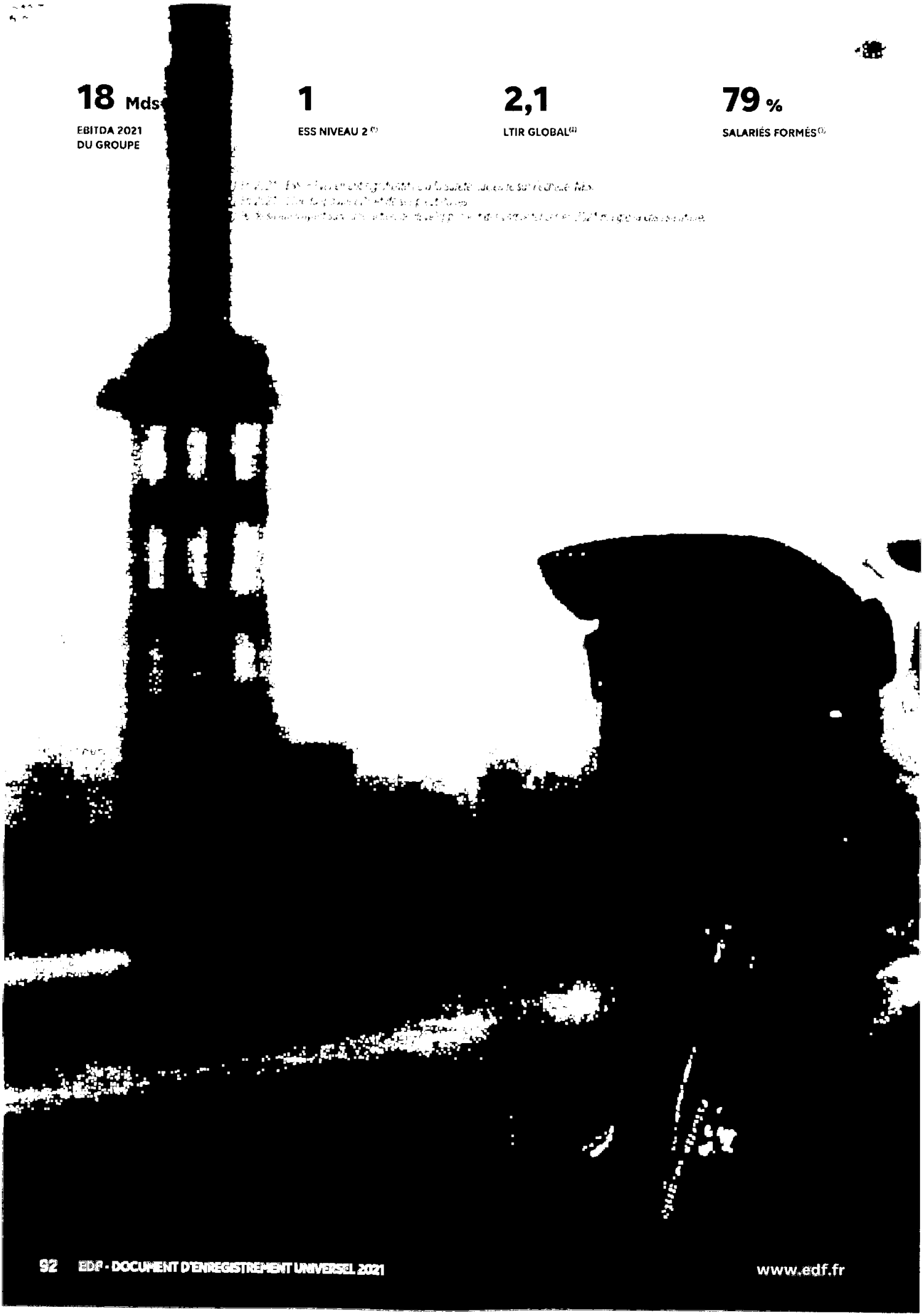
ESS NIVEAU 2 [1]

2,1

LTIR GLOBAL [2]

79 %

SALARIÉS FORMÉS [3]



2 FACTEURS DE RISQUES ET CADRES DE MAÎTRISE

2.1 GESTION DES RISQUES ET MAÎTRISE DES ACTIVITÉS **94**

2.1.1 Environnement de contrôle 94

2.1.2 Principes de mise en œuvre 95

2.1.3 Les principaux programmes de maîtrise des activités 97

2.2 RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ **102**

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques 104

2.2.2 Risques financiers et de marché 108

2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques 111

2.2.4 Risques liés à la performance opérationnelle 115

2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires 122

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 2021. 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

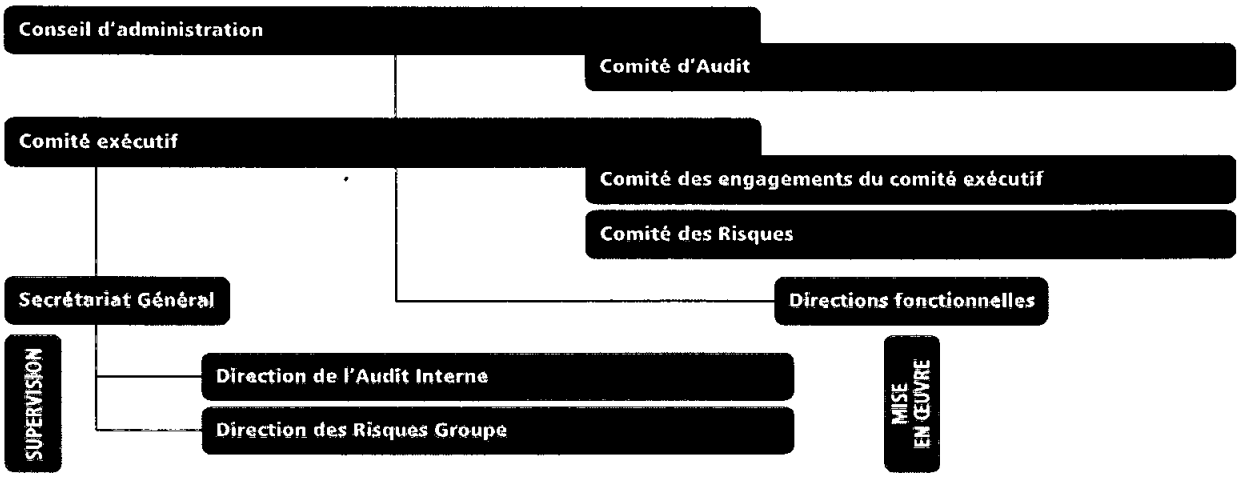
Le groupe EDF organise la maîtrise des activités et des risques autour de 40 politiques Groupe, validées et signées par le Comex. Ce corpus définit l'ensemble des exigences pérennes et transverses à mettre en œuvre dans les entités et filiales contrôlées du Groupe. Des mises à jour régulières permettent 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 et de plans d'actions pertinents et efficaces ;
- d'assurer en permanence :
  - la conformité aux lois et réglements, 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, et
  - 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 défini les opportunités et les risques ainsi que les mesures prises en conséquence. L'ensemble des comités du Conseil d'administration concourent à s'assurer de l'efficacité des dispositifs de gestion des risques et de contrôle interne.

Le Comité d'audit

Le Comité d'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.

Le Comité des Engagements du Comité exécutif

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, le Comité des engagements du Comité exécutif (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

Le Comité exécutif se réunit au moins deux fois par an en configuration Comité des risques au cours duquel 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 ».

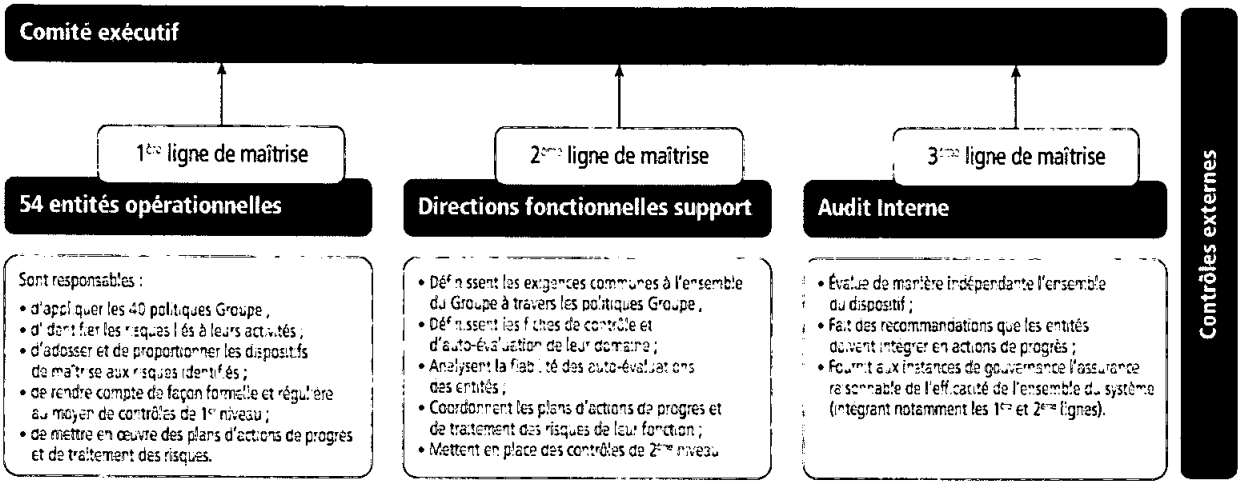
Périmètre

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 « assurance raisonnable » quant à l'identification et la couverture des principaux risques.



1re ligne de maîtrise : conduite des opérations

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (53 entités en 2021 couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel sur la maîtrise de ses activités et de ses risques, réalisé à partir d'une autoévaluation incluant la description de ses actions de progrès. Chaque rapport donne lieu à un engagement signé du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées.

Les autoévaluations des entités rendent compte de la maîtrise de l'ensemble de leurs activités « métiers » et de l'ensemble des exigences des autres domaines transverses recensées 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 section 2.1.3.5 « Fiabilité de l'information financière, contrôle interne comptable et financier »).

Au sein du Groupe, 83 % des entités redevables d'un rapport d'autoévaluation « risques & maîtrise des activités » déclarent être dotées d'un plan de contrôle interne qui définit un ensemble de contrôles mis en œuvre annuellement.

Cartographie des risques des entités

Les entités produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune à l'ensemble du 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 ;
- la description de plans d'actions de traitement des risques et l'évaluation de leur efficacité.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités ont pour but de réinterroger la pertinence des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

Méthodes et Outils : En appui des démarches risques et contrôle interne, plusieurs documents méthodologiques et outils sont mis à disposition des entités :

- un guide méthodologique d'analyse de risque et un progiciel à l'appui de la cartographie des risques des entités ;
- un guide de contrôle interne, une trame détaillée d'autoévaluation et une plateforme numérique de partage et de synthèse des autoévaluations.

2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités

La deuxième ligne est composée de l'ensemble des fonctions d'appui du Groupe. En particulier, ces fonctions d'appui sont 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 Ethique & Conformité** et instructions associées
- **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 Groupe en France
  - › Mobilité internationale et Mobilité France
- **Politique Fournisseurs**
- **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
  - › REMIT
  - › 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 sectoriel 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 au § 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 la sécurité des personnes.

Sur la base des cartographies des risques et des rapports de maîtrise des activités élaborés par les entités du Groupe (1re ligne de maîtrise), complétés par des examens croisés avec la 2e ligne de maîtrise et avec la Direction de l'Audit interne, la Direction des Risques du groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs incluant le bilan d'ensemble du contrôle interne et permettant 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. Ces documents font l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité d'audit.

3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe exerçant une activité d'audit interne. 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 d'Enedis, 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 (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'Audit des filiales par la DAI – hors Enedis –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes etc.). À fin 2021, 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 qui a été diffusée en juillet 2019. 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 l'ensemble de la filière. Ce code a pour but de promouvoir une culture éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.

La DAI bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général ; elle rend compte des missions au Comité d'audit qui donne un avis sur l'univers d'audit interne fondé sur les risques, qui prend connaissance de la réalisation des audits et qui vérifie l'adéquation entre la charge et les ressources dédiées à l'audit interne. L'ensemble des processus de la DAI de la définition du programme d'audit au suivi des plans d'actions est décrit et piloté.

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'actions) 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.

(1) L'Institut français de l'audit et du contrôle interne.

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 réalise les audits transverses *corporate* alors que les Directions d'Audit des filiales effectuent uniquement les audits de leur périmètre. La DAI est la seule entité compétente pour la réalisation des audits de BUs/projets relevant d'un risque de niveau *corporate*.

Le programme d'audit est élaboré à partir de l'univers des risques prioritaires Groupe ; toutes les BUs, projets et processus Groupe devant être régulièrement audités.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur *management*, font l'objet de plans d'actions de leur part. Ces plans d'actions sont transmis pour avis à la DAI, qui, par la suite, en assure le suivi, ce dernier commençant, au plus tard 6 mois après la diffusion du rapport d'audit. Un rapport de synthèse semestriel récapitule les principaux constats d'audit *corporate* et le suivi des plans d'actions. Le rapport semestriel présente aussi le bilan du programme d'audit, la satisfaction des audités, l'activité de la filière ainsi qu'un bilan des compétences et le budget. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits et qui méritent une attention particulière. Il donne enfin une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général, au Comité exécutif, puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, 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. 225-237-3 et suivants 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) ainsi que 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 du § 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 section 3.1 « EDF, entreprise responsable ») :

- 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 ces entités. 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 2021, 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) ;
- le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF qui permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe d'effectuer un signalement conformément à 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 (voir section 3.3.2.4 Dispositifs d'alerte). Ce même dispositif d'alerte est également ouvert aux tiers pour les thématiques relevant de la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

2.1.3.2 Le programme Sécurité du patrimoine et des systèmes d'information

Les principaux axes stratégiques de maîtrise des activités visent à généraliser la culture sécurité à l'échelle du Groupe, légitimer et renforcer la gouvernance et le pilotage au niveau des entités notamment en mettant à disposition des outils d'acculturation et de suivi des incidents. Le programme Sécurité du patrimoine est couvert par la politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance. Il vise à prévenir les risques d'atteinte au patrimoine du Groupe et à en limiter les impacts.

Le programme Sécurité des informations et des systèmes d'information est couvert par les politiques Sécurité du Patrimoine face à la malveillance et Sécurité des systèmes d'information ; elles visent à prévenir le risque d'agression et à en limiter les impacts. Ces politiques 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 est annexée au règlement intérieur de l'entreprise. 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 cyber sécurité est assuré auprès du Comité exécutif ainsi que du Comité d'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, un *reporting* mensuel des incidents de sécurité SI est réalisé par le SOC Groupe (Security Operational Center) d'EDF.

Enfin, des exercices de crise SI et cybersécurité sont régulièrement réalisés en vue d'éprouver les différents dispositifs mis en place.

Les principales actions de maîtrise du risque cybersécurité mises en œuvre en 2021 sont décrites dans la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » (4D).

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 l'ensemble des entités d'EDF et des 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 stratégiques (au-delà des seuils définis dans la politique Engagements) sont examinés par le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

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 2021 ».

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et sont supervisés par le Comité des cessions (émanation du CECEG) 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, en animant les plans de performance du Groupe et en challengeant les mesures mises en œuvre par les entités et métiers. À cette fin, la Direction Financière met en place un ensemble d'indicateurs de pilotage adaptés au modèle économique de chaque activité du Groupe ;
- contribuer au suivi du budget au travers de revues de performance généralisées dans les 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.

Comptabilité :

- établir les comptes sociaux d'EDF et les comptes consolidés du Groupe ;
- assurer la conformité de la comptabilité *via* des référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes ;
- animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe, selon un dispositif détaillé ci-après.

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 » de ce document ;
- s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille sur le sujet ;
- 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 l'ensemble des 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 (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque). 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 à l'ensemble des 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 2e niveau de ces risques *via* :

- la vérification de la bonne application des principes de la politique (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque) ;
- 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 et à pas hebdomadaire est en place. Le Comité marchés (instance qui réunit la Direction Financement et Investissements et la Direction des Risques Groupe) 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 (le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 voir chapitre 6 « États financiers ») sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (IASB), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2020. 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 2021.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Financière du Groupe 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 », et 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. 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 du domaine 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 et Fiscalité Groupe. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable et fiscale du Directeur Comptabilité Fiscalité Groupe s'appuyant sur les différents éléments d'évaluation (résultats des contrôles internes, indicateurs du tableau de bord de la qualité comptable, lettre d'attestation de conformité des comptes du CSP2C, actions spécifiques) pour mettre en avant les progrès réalisés et déterminer les actions d'amélioration à engager ou à poursuivre. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chaque entité juridique 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, selon un plan de comptes unique. Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, co-contrôlées 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.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document d'enregistrement universel (URD) pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les Directions d'EDF et les filiales permettent de préparer ces arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations etc.) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée trimestrielle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat du groupe EDF permet d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les résultats.

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 et facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et 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 enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

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 (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) est confiée au Centre de Services Partagés Comptabilité & Conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires qui tient par ailleurs la comptabilité transactionnelle de certaines filiales France. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions Opérationnelles ou Fonctionnelles, du CSP2C ou le cas échéant des opérateurs comptables situés dans les métiers opérationnels et de la Division Comptabilité Consolidation.

Des réunions sont organisées au pas trimestriel avec les Directions d'EDF pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

2.1.3.6 La gestion de crise et continuité d'activité

À l'instar de la pandémie Covid, des tempêtes, Amélie (2019), Alex (2020) en France métropolitaine, ou Irma (2017) dans les Antilles, ou les épisodes de grand froid (hiver 2017) ou de canicule (été 2019), des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (pandémie, accident industriel majeur dans le monde, etc.) peuvent affecter les activités du Groupe. En cas d'événement exceptionnel, les mesures prises 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 défini une politique Gestion de crise et Continuité d'activité prenant en compte l'implantation territoriale du Groupe et l'importance de ses activités industrielles et de service public en matière de continuité d'activité de l'économie. Cette politique définit les principes d'organisation et précise l'ensemble du 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 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 ;
- à s'assurer de l'existence et de la mise à jour de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité ;
- à vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble.

En 2019, le groupe EDF a mis en place un plan d'actions pour renforcer la préparation des entités aux enjeux de continuité d'activité : dans ce cadre, la préparation d'un exercice de crise pandémie, comprenant la révision du plan pandémie du groupe EDF, a été engagée dès l'été 2019. Ces travaux se sont révélés particulièrement utiles pour la gestion de la crise Covid en 2020 s'appuyant sur des dispositifs opérationnels, préparés et entraînés, le groupe EDF a su faire face, avec réactivité et anticipation, à la crise sanitaire, et ce dès la fin janvier 2020.

Un retour d'expérience après l'été 2020 a permis d'aborder le deuxième confinement avec les enseignements nécessaires à la poursuite de l'activité.

L'année 2021 a permis de tester la robustesse du dispositif de crise et son agilité face aux différentes phases de confinement et d'évolution du télétravail durant la crise Covid. Enfin, une attention toute particulière a été portée aux composantes de l'équilibre offre/demande lors du passage de l'hiver 2021/2022 avec des journées de sensibilisation tant en interne qu'avec le ministère de la Transition écologique et solidaire. Par ailleurs, une analyse de la Continuité des Systèmes d'Informations est menée à la fois au niveau groupe et complétée selon les spécificités, dans chacun des Plans de Continuité d'Activité des métiers.

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.

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 et de l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement le coût global de ses risques assurables [1].

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- 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, validée par le Comex en janvier 2017, 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 (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.), franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés) et optimisation des dépenses d'intermédiation.

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.

Modalités de mise en œuvre :

Depuis 2011, un Comité d'orientations stratégiques assurances (COSA), présidé actuellement par le Directeur Financement et Investissements, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers 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 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 pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.

Il est à noter que depuis le 21 décembre 2018 Framatome dispose également d'une société de réassurance, dénommée Tereco, au Luxembourg.

Par ailleurs, EDF est membre de la mutuelle OIL Insurance Limited (OIL) 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). OIL 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 OIL et des couvertures apportées par des 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 à EDF de diminuer le montant des primes payées au marché de l'assurance et, plus généralement, le coût de ses programmes d'assurance.

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 « 2e 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. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe sur un sinistre (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company DAC et d'Océane Re, n'excède pas 40 millions d'euros par sinistre, les filiales disposant 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 OIL, des extensions de couverture de dommages aux biens et de pertes d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company DAC et par Océane Re, n'excède pas 25 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF 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 « 2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

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 et d'Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, etc.

Couverture Cyber risk

Depuis le 1er juillet 2017, une couverture Cyber risk a été mise en place. Elle a été renouvelée le 1er juillet 2021.

Cette garantie de 75 millions d'euros couvre EDF et les filiales du Groupe pour les frais nécessaires aux traitements des désordres majeurs occasionnés par une cyberattaque contre les systèmes d'information du Groupe.

Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

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 font partie.

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 mais ne sont pas encore en vigueur. La ratification et l'entrée en vigueur des Conventions révisées sont actuellement programmées au 3 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 indemnisables. 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 passera de dix ans à trente 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

(1) À l'exception des pays Parties ayant opté pour une responsabilité illimitée (l'Allemagne, la Suisse, la Suède...).

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. Plus spécifiquement, les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du Code de l'environnement prévoient que les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires sont fixées à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport depuis 2016.

EDF dispose d'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 à ses obligations 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, son programme d'assurances se répartit également entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassuré par Assuratome), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement a approuvé le 4 mai 2016 le *Nuclear Installations Order* (ordonnance de transposition des Protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les Protocoles.

Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

EDF Energy est actuellement assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La société de réassurance Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

Compte tenu des dates d'échéances des contrats d'assurance en cours et de l'entrée en vigueur prévue en 2022 des obligations d'assurances découlant de la Convention de Paris révisée, des appels d'offres et des négociations sont en cours pour mettre en place les assurances nécessaires.

Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la Convention de Paris, est portée par l'exploitant « expéditeur » (sauf dispositions contractuelles contraires). Depuis le 18 février 2016, le plafond de responsabilité a été porté à 80 millions d'euros avec un périmètre de dommages inchangé, puis sera étendu à un périmètre de dommages indemnisables plus large lors de la mise en application de la Convention de Paris révisée. Cette responsabilité est désormais assurée par la police responsabilité civile de l'exploitant nucléaire susvisée.

Couverture des dommages aux installations nucléaires

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 400 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Depuis le 1er octobre 2021, le dispositif assurantiel couvrant les installations nucléaires est le suivant :

- en France, la protection apportée par OIL 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'OIL 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 assuré auprès de la Mutuelle EMANI pour les dommages et perte d'exploitation consécutive 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. Par ailleurs, EDF Inc. est membre de NEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*) – mutuelle nucléaire située aux États-Unis.

Primes

Le montant total des primes d'assurance du Groupe, tous types de couverture confondus, s'est élevé à 283 millions d'euros en 2021.

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 : ils peuvent être stratégiques ou opérationnels ; certains sont exogènes, d'autres sont endogènes et inhérents à l'exercice des métiers du Groupe. Leurs conséquences peuvent être multiples et porter sur les résultats opérationnels, sur la situation financière sfgsgdu Groupe et sa capacité à financer sa stratégie ou son développement, affecter ses parties prenantes ou son environnement internes ou externes ou enfin impacter sa réputation.

Le Groupe décrit ci-dessous les principaux risques spécifiques auxquels il estime être exposé. Le principe de spécificité conduit à ne décrire dans cette section que les risques pour lesquels la spécificité du groupe EDF est un facteur-clé. Pour les risques non spécifiques au Groupe, l'absence de description du risque dans cette section n'exclut pas pour autant la prise en compte du risque par le Groupe.

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 « 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 2.2.2 « 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 2.2.3 « 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.

La section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » décrit les risques liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différents activités et projets industriels, y compris EPR, de services et de ventes. En particulier cette section décrit le risque pour le Groupe relatifs aux projets EPR, engagés ou futurs qui est un risque majeur.

La section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », complète la section 2.2.4 pour les activités liées à l'activité nucléaire du Groupe, qui induit des facteurs de risques complémentaires et des dispositions particulières, notamment eu égard aux exigences premières de la sûreté nucléaire et au caractère capitalistique de très long terme de l'activité nucléaire.

Les risques sont détaillés dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau et le graphique et les descriptions détaillées qui suivent.

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire Covid ont entraîné, particulièrement en 2020, une baisse de la demande d'électricité et des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe notamment la production nucléaire, les chantiers (construction de grands projets et maintenance du parc nucléaire) et les activités de services. Cette crise sanitaire a continué à affecter la performance du Groupe en 2021, situation qui pourrait se prolonger au-delà. Ses impacts sur les risques du Groupe sont précisés dans la présentation de chacun des risques concernés. Les principaux impacts sont les suivants :

- perturbation des chaînes d'approvisionnement industrielles pour des produits ou équipements en provenance de pays touchés par l'épidémie (risque 4B) ;
- impacts sanitaires sur l'activité des salariés et prestataires du Groupe (risque 4C) ;
- perturbation de la conduite des opérations, chantiers et grands projets du Groupe en cas de restrictions susceptibles d'affecter la continuité de l'activité (risque 4A) et le niveau de production notamment en cas d'impact sur les arrêts de tranches nucléaires (risque 5A) ;
- impact de la Covid sur la demande et fragilisation de l'économie (impayés et irrécouvrables) (3A) ;
- impacts sur le prix des matières premières et de l'électricité sur les marchés de gros, ainsi que sur le niveau de la demande en électricité ou les risques de contrepartie (risques 2C et 2F) ;impact d'une perturbation des marchés financiers via une baisse de la valorisation du portefeuille des actifs dédiés ou des actifs retraites affectant le résultat financier du Groupe et le taux de couverture des provisions nucléaires, et impact d'une baisse des taux d'intérêt sur le calcul du montant des provisions nucléaires et des provisions pour avantages du personnel (risques évoqués à la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché »)

Le conflit Ukrainien et les tensions géopolitiques associées pourraient avoir des conséquences de toutes natures susceptibles de rendre nécessaires des actions complémentaires afin d'atteindre les objectifs financiers du Groupe. Le Groupe pourrait même ne pas être en mesure d'atteindre ces objectifs. En l'état actuel du conflit et des tensions géopolitiques associées, les impacts sur les risques de toute nature sont difficilement quantifiables. À date, sans prétendre à l'exhaustivité, ce conflit est un facteur d'aggravation des risques suivants :

- Risque Marchés énergies (Risque 2A) : volatilité accrue, tensions à la hausse sur les prix et liquidité diminuée :
  - les impacts de ce risque sont aggravés en France en raison des incertitudes qui pesent sur la production nucléaire du Groupe (risque 5A- Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou poursuite du fonctionnement des parcs nucléaires);
  - cela pourrait également amplifier les impacts négatifs sur le Groupe de la décision du gouvernement français [1] d'augmenter de façon exceptionnelle les volumes d'ARENH en demandant à EDF de céder 20 TWh d'électricité complémentaire à ses concurrents (risque 1A – Evolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe);
- Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (Risque 4B) : 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. Impacts potentiels sur certaines activités du Groupe notamment chez Framatome et Enedis ainsi que sur le projet d'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power;
- Risque sur le cycle du combustible (Risque 5D) et sur les provisions pour déchets et déconstruction (5B), notamment en cas de mise en cause des contrats passés avec la société TENEX (retraitement de l'uranium usé)
- Risques financiers de la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » : perturbation des marchés financiers via une baisse de la valorisation du portefeuille des actifs dédiés ou des actifs retraites affectant le résultat financier du Groupe et le taux de couverture des provisions nucléaires. Risque accru de volatilité des taux d'intérêt, notamment sur les coûts de refinancement du Groupe et le taux d'actualisation des provisions. Impacts sur les banques, elles-mêmes exposées au système financier Russe, pouvant accentuer les risques liés à l'accès à la liquidité (risque 2D);
- Atteinte au patrimoine notamment attaques cyber (Risque 4D) : accroissement des cybermenaces;
- Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (risque 4C) : risques accrus pour les salariés et prestataires concernés en Ukraine ou en Russie

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.

L'ampleur et la diversité des risques auxquels le Groupe doit faire face, notamment dans un contexte de marché extrêmement volatil, accompagné de mesures réglementaires ayant un impact significativement négatif sur l'entreprise, marqué par le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées et par les études et travaux que le Groupe doit réaliser sur le parc nucléaire français en lien avec les phénomènes de corrosion sous contrainte récemment identifiés, pourraient avoir des conséquences de toute nature, y compris l'émergence de nouveaux risques ou l'aggravation de risques existants, susceptibles de rendre nécessaire des actions complémentaires afin d'atteindre les objectifs financiers du Groupe. Le Groupe pourrait même ne pas être en mesure d'atteindre ces objectifs.

(1) Cf Annonces du 13 janvier 2022 mises en œuvre par le décret n° 2022-342 et les arrêtés du 11 mars 2022

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 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. 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. Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	1A – Évolutions des politiques publiques et du cadre règlementaire en France et en Europe. Impacts sur les prix et tarifs, en particulier ARENH, ou sur les réglementations environnementales	●●●
	1B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques	●●
	1C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité	●●
	1D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité	●
	1E – Risque lié aux contentieux	●
	1F – Compensation insuffisante des missions d'intérêt général	●
2. Risques financiers et de marché	2A – Risque marchés énergies	●●●
	2B – Risque marchés financiers	●●
	2C – Risque taux d'intérêt	●●
	2D – Risque d'accès à la liquidité	●●
	2E – Risque de contrepartie	●●
	2F – Risque de taux de change	●
3. Transformation du Groupe et risques stratégiques	3A – Capacité de transformation face aux ruptures	●●
	3B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition	●●
	3C – Adaptation des compétences des salariés	●●
	3D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme	●●
4. Performance opérationnelle	4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR	●●●
	4B – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles	●●
	4C – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)	●●
	4D – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber	●●
	4E – Atteinte à la sûreté hydraulique	●●
	4F – Risque de *black-out* ou de déséquilibre offre/demande	●
	4G – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité	●
5. Risques spécifiques aux activités nucléaires	5A – Non-respect des objectifs (i) d'exploitation et/ou (ii) de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)	●●●
	5B – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés	●●
	5C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire	●●
	5D – Maîtrise du cycle du combustible	●●

Légende

●●● *Criticité forte* ●● *Criticité intermédiaire* ● *Criticité modérée*

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques

1A : Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH.

Résumé : Les politiques énergétiques publiques et la régulation des marchés en Europe, en France et plus généralement dans les pays où exerce le Groupe sont évolutives, même à bref délai et exposent ce dernier à un important risque réglementaire. Ces évolutions peuvent impacter notamment pour la France les tarifs réglementés de vente, l'ARENH, ou les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Elles peuvent aussi impacter le cadre régulatoire des certificats d'émission de CO_2 ou les mécanismes de financement des investissements du groupe à travers la taxonomie européenne. Les conséquences sont potentiellement considérables pour le Groupe, et pourraient freiner son développement par rapport à ses concurrents ou obérer sa capacité à financer sa stratégie ou à respecter ses engagements pour la protection du climat.

En particulier,

- les annonces du gouvernement français en date du 13 janvier 2022 imposant à EDF de vendre en 2022 à ses concurrents un volume complémentaire d'Arenh de 20 TWh à un prix de 46,2 euros par MWh auront des conséquences financières significatives pour le Groupe (estimées à -10,2 milliards d'euros d'EBITDA) ;
- le risque d'absence de réforme d'ensemble de la régulation applicable à la vente de la production nucléaire du groupe en France, ou de réforme contraire aux intérêts d'EDF est majeur pour le Groupe ;
- le Groupe pourrait ne pas être en mesure d'atteindre le niveau d'investissement nécessaire pour les objectifs fixés par les politiques publiques en matière nucléaire.

Criticité : ●●● Forte

a) Contexte

Le contexte dimensionnant en France pour ce risque (lois, règlements, orientations politiques) est le suivant :

- **la loi énergie-climat, promulguée le 8 novembre 2019.** Cette loi précise les points clés de la politique de transition énergétique et écologique en France, notamment :
  - › elle fait évoluer le **dispositif de l'ARENH** sur deux points :

    1/ elle relève de 100 à 150 TWh le « plafond de l'ARENH » à compter du 1er janvier 2020 pour ouvrir au Gouvernement la faculté d'augmenter par arrêté jusqu'à 150 TWh le volume global maximal d'électricité qu'EDF cède aux fournisseurs alternatifs,

    2/ la loi autorise également le Gouvernement à réviser par arrêté le prix de l'ARENH [1]. *Voir ci-dessous les mesures complémentaires sur l'ARENH et les TRV – Annonces du 13 janvier 2022.*
  - › **en termes de mix énergétique,** la loi entérine le report à 2035 de la date d'échéance de la réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité. La loi relève par ailleurs de 30 à 40 % l'objectif de baisse de la consommation d'énergie fossile d'ici 2030 (par rapport à 2012), et prévoit 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) adoptée par décret du 21 avril 2020**
  - › **ARENH et régulation du nucléaire** : La PPE prévoit que le Gouvernement propose *« les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs (…), tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production »*.

    Les négociations engagées par l'État français début 2019 avec la Commission européenne sur la nouvelle régulation du nucléaire existant n'ont pas abouti en 2021.
  - › **la PPE s'inscrit dans l'objectif de diversification du mix énergétique et de la réduction du nucléaire à 50 %** de la production d'électricité en France d'ici à 2035, qui conduirait à la fermeture de 14 réacteurs (dont les deux de Fessenheim) ;
- **autres éléments dimensionnants du contexte politique et régulatoire**
  - › **bouclier tarifaire** : Le Premier ministre a annoncé le 30 septembre 2021 la mise en place pour 2022 d'un bouclier tarifaire basé sur le principe d'une limitation à 4 % TTC de la hausse des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) pour les clients résidentiels. Ce bouclier tarifaire a été mis en place et s'articule autour de deux dispositifs prévus dans la loi de finances pour 2022 :
    - une baisse de la TICFE applicable à compter du 1er février 2022 pour tous les consommateurs, dans la limite du montant minimum légal,
    - la possibilité pour le Gouvernement, de fixer par arrêté le niveau des tarifs à un niveau inférieur à la proposition de la CRE si celle-ci était encore supérieure à 4 % en incluant le levier précédent, avec en contrepartie un rattrapage en 2023 des pertes supportées par EDF ainsi qu'un mécanisme de compensation des fournisseurs d'offres de marché. Cette possibilité a été utilisée en janvier 2022 et permet de limiter à 4% la hausse des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels.
  - › **mesures complémentaires sur l'ARENH et les TRV** : Dans un contexte de hausse des prix de l'électricité sans précédent, le Gouvernement a mis en place deux mesures complémentaires au bouclier tarifaire :
    - augmentation à titre exceptionnel de 20 TWh du volume d'ARENH qui sera livré en 2022, à un prix de 46,20 €/MWh.

      Les textes (décret et arrêtés) mettant en œuvre ces mesures ont été publiés le 11 mars. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire, à un prix égal à la moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 7 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale portant sur l'année 2022, soit 257 €/MWh. La CRE répartira les volumes additionnels d'ARENH entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022.
    - extension du principe de plafonnement à en moyenne 4 % TTC de l'augmentation du TRV aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci (dispositif mis en place à compter du 1er février).

      Ces éléments sont détaillés en section 1.4.3.2. « Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme ».
  - › **fourniture de secours** : la fourniture de secours (reprise par un fournisseur des clients d'un fournisseur défaillant) est prévue à l'article L. 333-3 du Code de l'énergie. Elle permet au ministre en charge de l'énergie de lancer un appel à candidatures avec l'appui de la CRE. En novembre 2021, dans un contexte de prix de marché exceptionnellement élevés et de défaillance d'un fournisseur alternatif, l'État a désigné par arrêtés, des fournisseurs de secours à titre transitoire (EDF ou ELD selon les cas). La disposition a été mise en œuvre lors de défaillance de deux fournisseurs en novembre et décembre 2021.
  - › **le Paquet *Fit for 55***, publié par la Commission européenne le 14 juillet 2021 constitue l'un des dispositifs phare de la nouvelle Commission européenne. Il comporte en particulier un rehaussement de tous les objectifs pour parvenir à - 55 % net de GES en 2030 par rapport à 1990 et à la neutralité carbone en 2050. Les orientations principales portent sur :
    - la révision du système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO_2 (EU-ETS) au sein de l'UE, y compris son extension à d'autres secteurs,

(1) Dans sa décision du 7 novembre 2019 le Conseil constitutionnel a conditionné la légalité d'un tel arrêté à une prise en compte suffisante « des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires »

- différentes propositions législatives (efficacité énergétique, énergies renouvelables, taxation de l'énergie), incluant des propositions visant à encadrer le développement de l'hydrogène (avec une définition de l'hydrogène électrolytique bas carbone compatible avec le mix électrique français),
- la révision des Lignes directrices pour les aides d'État en matière d'énergie et d'environnement (LDAEE) adoptées le 21 décembre 2021, applicables à compter de janvier 2022 : elles constituent un cadre structurant pour les investissements futurs du groupe EDF.

› **le Cadre juridique relatif à la taxonomie européenne [1] pour la Finance durable.** L'acte délégué complémentaire visant les activités nucléaires et gaz a été adopté le 2 février 2022 par la Commission européenne. Sous réserve de la procédure devant le Parlement et le Conseil, il entrera en vigueur à partir de 2023.

b) Risques principaux

- **Impact majeur de l'augmentation exceptionnelle du volume d'ARENH (annonce gouvernementale du 13 janvier 2022)**

La décision imposant à EDF de vendre à ses concurrents un volume complémentaire d'Arenh de 20 TWh au prix de 46,2 €/MWh concrétise plusieurs risques :

› risque d'instabilité du cadre réglementaire, avec impact majeur sur l'Ebitda.

Cette décision tardive intervient alors que le dispositif d'ARENH pour 2022 était clos et qu'EDF avait organisé ses couvertures en conséquence. EDF devra donc racheter l'électricité à livrer à un prix beaucoup plus élevé que celui auquel elle devra la revendre à ses concurrents. Les textes mettant en œuvre ces mesures ont été publiés le 11 mars. Ils fixent le prix de rachat par EDF des volumes additionnels d'ARENH de 20 TWh devant être mis à disposition des fournisseurs en 2022.

L'impact des mesures réglementaires annoncées le 13 janvier 20221 sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 avait été estimé, à titre illustratif, à environ - 8,4 Mds€ sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021. Sur la base des modalités définies dans le décret, et dans l'état des informations dont le Groupe dispose, l'estimation de l'impact sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 est réévaluée à environ - 10,2 Mds€.

› Risques juridiques : cette situation pourrait engendrer des risques juridiques (recours, contentieux, nouvelles instabilités réglementaires…)

› risque que ces mesures d'urgence soient reconduites au-delà de 2022.

Cette situation, qui matérialise un risque évoqué depuis plusieurs années, est porteuse de risques majeurs pour le groupe EDF : situation financière, évaluation par les agences de notation et capacité à financer la stratégie.

- **Risques généraux liés au dispositif ARENH existant**

Indépendamment de la situation exceptionnelle liée aux annonces du 13 janvier 2022, tant que le dispositif ARENH existe, il expose EDF aux risques suivants :

› le cadre général du dispositif ARENH, du fait de son caractère optionnel gratuit, donne aux fournisseurs des opportunités d'arbitrage entre le prix ARENH et les prix de marchés, au détriment d'EDF, et expose EDF à des incertitudes majeures qui impactent négativement l'efficacité de sa gestion des risques marchés énergies : EDF est ainsi fortement 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 ;

› au-delà, il existe un risque d'augmentation du volume d'ARENH de manière pérenne sans évolution suffisante du prix, puisque la loi énergie climat offre désormais cette possibilité à l'État. L'impact est de diminuer encore la possibilité pour EDF de bénéficier des prix marché de gros de l'électricité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe au-dessus du prix ARENH ;

› par ailleurs, la mise en œuvre du dispositif a fait l'objet de contentieux en 2020 et 2021, décrits en note 17.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021. Ces contentieux relatifs à l'application de la force majeure dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19 sont une illustration de l'arbitrage effectué par certains fournisseurs alternatifs lorsque les prix de marché deviennent inférieurs au prix de l'ARENH, en suspendant l'exécution du contrat ARENH les liant à EDF pour bénéficier d'un approvisionnement moins onéreux sur les marchés.

- **Risque d'absence de réforme de l'ARENH dans la durée**

La négociation entre l'État français et la Commission européenne sur une future régulation a été mise à l'arrêt à l'été 2021 sans précision sur une date de réouverture des discussions : les risques principaux portent sur le niveau de prix, le champ de la régulation, la capacité de l'État français à négocier avec la Commission européenne des conditions de rémunération suffisantes et des contreparties proportionnées. **Ainsi, le risque d'absence de réforme d'ensemble de la régulation applicable à la vente de la production nucléaire du Groupe en France ou de réforme contraire aux intérêts d'EDF est majeur pour le Groupe notamment dans sa capacité à financer sa stratégie.**

- **Autres risques sur les prix et tarifs**

› **TURPE** : les délibérations de la CRE en janvier 2021 ont officialisé la mise en œuvre du TURPE 6 HTB et du TURPE 6 HTA/BT à compter du 1er août 2021. Le risque porte sur le caractère suffisant du niveau de rémunération des gestionnaires de réseaux pour leur permettre d'accomplir les missions qui leur sont confiées au-delà de la période tarifaire couverte par TURPE 6 ;

› **Prix du CO_2** : la révision du système d'échange de quotas d'émissions de CO_2 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.

- **Risques relatifs au mix énergétique**

› Des décisions d'arrêt prématuré d'un ou plusieurs réacteurs du parc d'EDF, ne résultant pas d'un choix industriel, mais d'une application de la politique énergétique traduite dans la PPE ou une loi programmatique, pourraient intervenir. De telles décisions 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 de ne pas être indemnisé à hauteur du préjudice ;

› La fermeture d'actifs de production pilotables (nucléaire, charbon, fioul…) pourrait accroître le risque de tensions sur l'équilibre offre-demande, notamment lors des passages des prochains hivers ;

› Risque d'absence ou de retard de la décision formelle de l'État de lancer un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 voire SMR dans la perspective notamment de la loi de programmation énergétique.

- **Risques associés au contexte européen (Taxonomie)**

› L'acte délégué publié le 2 février 2022 prévoyant l'inclusion du nucléaire dans la taxonomie européenne comme énergie « de transition » pourrait faire l'objet d'un rejet par le Conseil Européen ou par le Parlement (échéance mi 2022). Il pourrait aussi faire l'objet d'un recours en annulation devant les juridictions européennes. De plus, le classement en énergie de transition 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 pas 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.

c) Actions de maîtrise

Les actions de maîtrise sont limitées pour ces risques qui proviennent de décisions externes à l'entreprise. Néanmoins, les actions de maîtrise comportent les éléments suivants :

- analyse des conséquences potentielles des textes publiés ou encore en préparation, notamment le décret n° 2022-342 et les arrêtés du 11 mars, afin d'identifier l'impact sur le Groupe concernant l'ARENH et le bouclier tarifaire, voir notamment le plan d'action de renforcement de la structure bilancielle du Groupe (note 23 de l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 figurant dans la section 6.1 et paragraphe Perspectives section 5.5) ;

(1) issue du règlement européen 2020 852 du 4 juin 2020 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux, complété par un acte délégué adopté le 4 juin 2021 visant à déterminer les conditions dans lesquelles des activités économiques peuvent être considérées comme contribuant substantiellement aux objectifs climatiques. Le 6 juillet 2021, l'acte délégué dit « article 8 » relatif au contenu et la présentation des informations à communiquer a été adopté. Enfin le 2 février 2022 l'acte délégué complémentaire visant les activités nucléaires et gaz a été publié et sous réserve de la procédure devant le Parlement et le Conseil entrera en vigueur à partir de 2023.

- veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire, en France, en Europe, et dans les zones où le Groupe est présent ;
- dialogue et argumentation auprés 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 politiques publiques ;
- contribution aux consultations publiques sur les textes pertinents en préparation ;
- participation d'EDF au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) ;
- mise en place de dispositifs opérationnels de mise en conformité avec chaque nouveau texte ;
- politiques de contrôle des risques marchés énergies et des risques financiers.

1B : 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 d'autorisations ou de délégations. 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 les plus puissantes), 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 hydraulique ». À ce jour, l'État français n'a toujours pas renouvelé 20 titres de concession échus au 31 décembre 2020, correspondant à une puissance installée de 2 508 MW. Sur le sujet du renouvellement des concessions, les discussions se poursuivent entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure datée du 22 octobre 2015 et du 7 mars 2019.

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 pourrait également évoluer dans un sens préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

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 co-construction avec l'ensemble de ses parties prenantes 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 (elle est notamment prévue pour 2022 lors de la construction d'un ouvrage de franchissement piscicole au barrage de Malause, du chantier de Poutès ou encore la renaturation du Rhin).

En France, l'ancrage économique dans les territoires passe par une démarche de maximisation des retombées économiques locales en réalisant près de 2/3 des achats techniques (matériels, travaux, études...) sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 1 800 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique).

1C : 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 le service public de la distribution publique 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 la mission de fourniture aux tarifs réglementés.

Dans la mesure où la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique (AODE) est confiée par loi aux collectivités locales (communes ou EPCI) et que ces AODE sont, sauf pour les postes sources, propriétaires des actifs constituant le réseau public de la distribution d'électricité, la loi prévoit qu'Enedis conclue avec ces dernières des contrats de concession pour une durée allant 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 en charge du service public de la 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 TRV ; 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 nouveau 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 toutefois exclure la modification de ces dispositions par voie législative ou à la suite d'une décision de justice défavorable. Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe.

c) Actions de maîtrise

- Vigilance dans le suivi des textes, qu'ils soient européens ou nationaux et qu'ils soient ou non sectoriels.
- Suivi attentif de tout litige susceptible de questionner le modèle de la distribution publique d'électricité (remise en cause de l'exclusivité des droits des Gestionnaires de Réseau de Distribution et de la péréquation tarifaire).

1D : Atteinte à l'éthique ou à la conformité

Résumé : Des risques de pratiques prohibées et contraires à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers, pourraient exposer le groupe EDF à des non-conformités à des réglementations, voire à des violations de droits humains ou de libertés fondamentales.

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, treize 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 réglement REMIT (réglement 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 ».

1E : 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, mais 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 de la mise en œuvre de politiques de prévention (politiques contractuelles, politiques de conformité…). Une procédure de remontée d'informations à la Direction Juridique Groupe sur les litiges significatifs avérés ou potentiels ou autres contentieux et enquêtes est en place.

Les principales procédures dans lesquelles le groupe EDF est impliqué sont décrites dans les notes 17.3 et 5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et à la section 7.1.5 Litiges.

1F : Compensation insuffisante des missions d'intérêt général

Résumé : EDF a en charge certaines missions de service public, dont les coûts sont couverts par des mécanismes de compensation qui pourraient être incomplets, ou qui pourraient être remis en cause.

Criticité : ● **Modérée**

a) Contexte

En France, les missions de service public sont assignées à EDF par la loi (articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie notamment) qui prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions. Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie à compenser en France en 2022 pour EDF s'élève à 7 620 millions d'euros, selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022, corrigée par la délibération du 7 octobre 2021 (à noter : la créance CSPE historique a été totalement remboursée, l'échéancier étant arrivé à son terme). Les montants des charges de service public sont inscrits dans la [loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022].

b) Risques principaux

- Le développement des énergies renouvelables raccordées en direct sur le réseau de distribution risque de saturer, dans certaines régions, les capacités d'accueil des postes sources et des réseaux. De nouveaux investissements pourraient être rendus nécessaires pour les gestionnaires de réseaux dans ces régions, avec des risques de non-prise en compte des coûts associés.

- Plus largement, les textes prévoient qu'EDF soit intégralement compensée des charges de service public qu'elle supporte. Cela étant, il ne peut être complètement exclu que les termes de cette compensation soit remis en cause et que l'attribution d'une nouvelle obligation de service public à EDF ne soit pas comprise dans cette compensation (par exemple, à l'issue des négociations relatives au nouveau contrat de service public).

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF, ses résultats et la situation financière du Groupe. De telles situations pourraient également être de nature à remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de responsabilité sociale d'entreprise, notamment ceux en faveur des populations fragiles (voir section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale »).

c) Actions de maîtrise

EDF maintient un 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 vigilants aux impacts BFR, et travaille à sécuriser le paiement par l'État en fin d'année et d'éviter les arbitrages interannuels de l'État.

2.2.2 Risques financiers et de marché

Le groupe EDF, par ses activités variées, est exposé à de nombreux risques financiers et de marché. Cette section décrit ces différents risques en abordant 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 (section 5.1.6) et l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

2A : 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 impactent sa situation financière.

En particulier, la très grande volatilité des marchés énergies positionnés à un niveau très élevé début 2022, la baisse de la production nucléaire française du Groupe, l'optionnalité du dispositif ARENH et les possibles relèvements du plafond (voir risque 1A) par l'Etat ainsi que le conflit Ukrainien, 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 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 CO_2 (voir 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 CO_2 entraîne une baisse des prix de l'électricité.

Différents facteurs agissent sur ces niveaux de prix : les cotations des commodités sur les marchés mondiaux, l'équilibre entre l'offre et la demande, mais aussi les politiques tarifaires, fiscales ou les subventions allouées à certains moyens de production. Ces marchés peuvent ainsi connaître des fluctuations de prix importantes et non prévisibles, à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité. A titre d'exemple, le conflit Ukrainien fait peser des risques significatifs sur la liquidité des marchés énergies.

b) Risques principaux

Ces expositions peuvent impacter ainsi le chiffre d'affaires et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe. En particulier, des prix durablement bas de l'électricité peuvent affecter la rentabilité des unités de production du Groupe et plus largement la valeur des actifs, ainsi que les conditions de leur entretien, leur durée de vie et les éventuels projets de renouvellement.

En France, le degré d'exposition aux prix de marché de l'électricité dépend du niveau de ventes dans le cadre du dispositif ARENH actuellement applicable jusqu'à fin 2025, lui-même dépendant du niveau des prix de marché et de possibles évolutions régulatoires. Les risques liés aux évolutions possibles du dispositif ARENH sont décrits au risque 1A « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe».

Le cadre général du dispositif Arenh, du fait de son caractère optionnel gratuit, donne aux fournisseurs des opportunités d'arbitrage entre le prix Arenh et les prix de marchés, au détriment d'EDF, et expose EDF à des incertitudes majeures qui impactent négativement l'efficacité de sa gestion des risques marchés énergies : 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.

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé le 13 janvier 2022 qu'EDF devrait vendre 20 TWh d'ARENH supplémentaires à ses concurrents sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh. Cette décision, fixée dans les textes, expose EDF à un risque de perte entre le prix de rachat de ces volumes et 46,2 €/MWh.

Enfin, compte tenu des difficultés de production du parc nucléaire français à la suite de la découverte de phénomènes de corrosion sous contraintes (cf risque 5A), EDF sera structurellement acheteur a minima en 2022 dans un contexte de marché peu liquide et de fortes tensions à la hausse des prix.

Ainsi, le contexte de prix très élevés et de marchés très volatiles, combiné à une baisse importante de la production nucléaire pour 2022 et 2023 (voir ci-après risque 5A - Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)) et aux décisions gouvernementales décrites ci-dessus concernant le mécanisme ARENH representent un risque majeur en termes d'impact financier pour le Groupe.

Enfin, le Groupe est exposé à un risque de défaut de respect du règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'energie (règlement UE n° 1227/2011, voir section 3.3.2.2.4 « Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT) »).

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 section 5.1.6.2« Gestion et contrôle des risques marchés énergies » 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 tendances structurelles de mouvement à la hausse ou à la baisse de ces marchés (voir note 18.6 « Risques marchés et de contrepartie » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

De plus, la couverture du risque prix induit par construction une exposition plus importante au risque volume : risque de devoir racheter des couvertures à un prix supérieur à celui où elles ont été prises, en cas de disponibilité des actifs moins élevée / ventes clients plus élevées que prévu au moment de mise en place de ces couvertures. Ce risque est d'autant plus important que les prix à livraison sont élevés par rapport aux prix des couvertures mises en place.

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.

2B : 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.

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, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2021 s'élève à 14 801 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait au 31 décembre 2021 à 10,93 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 26,6 % à fin 2020. 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 1 618 millions d'euros.

À fin juin 2021, la sensibilité des obligations cotées (12 560 millions d'euros) s'établissait à 5,6, 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 697 millions d'euros. La sensibilité était de 5,5 à fin décembre 2020.

2

2C : 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 note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021) et les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021) 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 compte tenu de la baisse des taux au cours des dernières années. L'importance de cette baisse le cas échéant sera dépendante de l'évolution future des taux, principalement des taux souverains à 20 ans.

L'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007, décrit de nouvelles dispositions concernant le plafond réglementaire du taux d'actualisation. Celui-ci est désormais 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 cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023.

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 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 maximum pour effectuer la dotation, sous réserves de validation par l'Autorité de tutelle.

À cet égard, le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires a modifié le cadre réglementaire de l'obligation de dotation :

- suppression de l'obligation qui existait précédemment dans certaines conditions, de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % ;
- relèvement du seuil à 120 % (contre 110 % auparavant) au-delà duquel des retraits aux actifs dédiés sont possibles ;
- passage à 5 ans (au lieu de 3 ans précédemment) du délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative.

Compte tenu de l'évolution du cadre réglementaire, aucune dotation complémentaire n'est attendue au titre de l'année 2021, le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés étant supérieur à 100 %.

Au global, une baisse des taux d'intérêt de 0,5 % aurait les impacts suivants :

(i) un impact sur le résultat avant impôt qui pourrait s'élever jusqu'à environ –1 200 millions d'euros pour les passifs nucléaires en France, en conséquence de l'impact de cette baisse de taux sur le taux d'actualisation correspondant, toute chose égale par ailleurs ;

(ii) un impact sur le résultat avant impôt d'environ – 100 millions d'euros pour les provisions pour avantages du personnel en France, en conséquence de l'impact de cette baisse de taux sur le taux d'actualisation correspondant.

Au total, la sensibilité du résultat avant impôt s'établit par conséquent jusqu'à environ – 1 300 millions d'euros pour une baisse de 0,5 % des taux d'intérêt.

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 – 50 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.

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).

2D : 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 2021, l'endettement financier net du Groupe est de 42 988 millions d'euros.

Criticité : ●● Intermédiaire

a) Risques principaux

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. 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. Pour faire face aux besoins de liquidité, le Groupe a recours à des émissions sur le marché. Le Groupe a ainsi réalisé une émission d'obligations sociales hybrides le 26 mai 2021 pour un montant de 1,25 milliard d'euros. Le Groupe a par ailleurs émis des obligations vertes senior le 23 novembre 2021 pour un montant de 1,75 milliard d'euros, complétées le 6 décembre 2021 à hauteur de 100 millions d'euros. Au 31 décembre 2021, l'endettement financier net du Groupe est de 42 988 millions d'euros.

Néanmoins, les nouvelles attributions de volumes ARENH, l'arrêt de centrales nucléaires sur le parc français et la volatilité des marchés électriques, en particulier les appels de liquidité des activités de trading, mettent la notation du Groupe sous pression. Ces perspectives financières plus incertaines pourraient conduire à une dégradation supplémentaire des notations court terme et long terme par les agences de notation et avoir des impacts sur la capacité d'accès à la liquidité et sur son coût. Le risque a été matérialisé par la dégradation des notations financières du Groupe, ajustées suite aux mesures annoncées le 13 janvier 2022 sur l'évolution des tarifs régulés de l'électricité et sur la production nucléaire en 2022 (section 5.1.5.1.2 Notation financière). En conséquence, la criticité du risque a été relevée de « modérée » à « intermédiaire ».

b) 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 :

- 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 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 ;
- 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 sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP, 10 milliards de dollars américains pour les US CP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

2E : 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 ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (pertes de créances, surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles).

La crise Covid peut induire des risques de défaillance de certaines contreparties du Groupe. Le Groupe reste vigilant notamment sur les contreparties industrielles qui pourraient être fragilisées par cette situation économique dégradée. À ce jour, il n'est pas identifié d'impact matériel sur les contreparties commerciales du Groupe.

La crise énergétique entraînée par le conflit ukrainien a augmenté les risques de défaillance des contreparties. Dans ce contexte, la criticité du risque a été revue de modérée à intermédiaire.

b) Actions de maîtrise

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 décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe.

À fin septembre 2021, les expositions du Groupe sont à 89 % 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) À la date du Prospectus, la notation long terme d'EDF est la suivante : BBB assortie d'une perspective négative (S&P Global Ratings), Baa1 assortie d'une perspective négative (Moody's), BBB+ assortie d'une perspective négative (Fitch Ratings).

2F : 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 les taux de rentabilité interne (TRI) 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 variant 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.

2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques

3A - 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

- Évolution de la trajectoire de décarbonation dans le secteur de l'énergie, émergence de nouveaux marchés et de nouveaux acteurs, évolution des modèles d'activité des acteurs.
- Évolution et volatilité des prix d'énergies et des matières premières.
- Évolution du contexte concurrentiel à l'international, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position par rapport aux concurrents, régulation, etc.) et à de nouvelles attentes des clients.
- Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe.

Dans ce contexte, la compétition s'intensifie dans tous les domaines : production d'énergie (nucléaire, ENR...) fourniture, services, stockage, appels d'offres à l'international.

b) Risques principaux

Dans le contexte évoqué ci-dessus, le risque principal est de ne pas réussir à implémenter la stratégie du Groupe. En particulier :

- risque que les transformations engagées pour faire face à ces ruptures soient insuffisantes, ou que le modèle du Groupe soit remis en cause, avec des conséquences potentielles en termes :
  - de pertes de parts de marché, de non atteinte des objectifs de décarbonation, de ne pas gagner les parts de marché escomptées ou encore de diminution de marges,
  - de dégradation de l'intégration amont/aval, ce qui pourrait amener une moindre capacité à faire face à la saisonnalisation de l'activité, aux aléas physiques et de marché, et conduire à une perte de marge brute,
  - de diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré, ce qui pourrait réduire la capacité du Groupe à répondre à la diversité des attentes de ses clients et de ses parties prenantes, et à réduire l'efficience et donc la compétitivité des solutions industrielles bas carbone,
  - 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 ;
- les coûts du nucléaire et leur évolution (projets nouveau nucléaire, « Grand Carénage », etc.) ainsi que la capacité du Groupe à les financer pourraient contraindre 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 ne peut pas assurer que ses différents projets portant sur ses solutions bas carbone pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires, partenariales ou juridiques satisfaisantes. Il ne peut assurer qu'ils répondront dans la durée aux besoins exprimés par nos clients et parties prenantes avec la rentabilité escomptée au départ. Tout cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe, sur son engagement dans la lutte en faveur du climat, et sur sa réputation ;

- risque que la mobilisation individuelle et collective du personnel ne soit pas suffisante en raison d'un climat social dégradé du fait même des changements liés aux adaptations ou transformations en cours, internes ou externes ;
- risque que tous ces impacts soient aggravés par la crise sanitaire Covid (fragilisation de l'économie, en externe comme en interne).

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 ses parties prenantes :

- Poursuite du développement et du déploiement des solutions bas carbone : fourniture 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, les pays « cœur » en Europe (Royaume-Uni, Italie, Belgique) et les autres pays où le Groupe est présent, conformément à la stratégie CAP 2030. 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 ».
- En particulier 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 des moyens de production déjà largement existants au sein du Groupe notamment éoliens, solaires, hydrauliques et nucléaires (voir section 1.4.1.1.1).
- 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 section 1.2.3 « Faits marquants de l'année »).
- 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.

3B - 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. De plus, 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 Financial Disclosures*), à laquelle EDF se conforme (voir section 3.1.3.2.1 « Le groupe EDF et la TCFD »), les risques liés au changement climatiques 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, l'environnement, les capacités de réseau. Ces conséquences peuvent aussi induire des risques liés à 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.

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, ce qui est un pilier fondamental de la robustesse des installations.
- 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, en s'appuyant 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. Ces plans d'adaptation sont particulièrement renforcés pour les entités nucléaires, en France et au Royaume-Uni, hydrauliques, insulaires.
- 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.
- En lien avec le changement climatique et ses conséquences potentielles en termes d'agression externes, (température, inondation, tempête...) un programme nommé ADAPT a été mis en place en France pour les installations de production nucléaires et thermiques afin de s'assurer de la résilience de ces outils industriels du Groupe dans la durée.
- Le Groupe renouvelle régulièrement ses couvertures assurantielles, même si cela pourrait s'avérer de plus en plus difficile ou coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes observées ces dernières années.

c) Principaux risques de transition

Les orientations stratégiques du Groupe dans la durée s'inscrivent dans la transition bas carbone. La raison d'être du groupe EDF adoptée en mai 2020 affirme l'objectif de « construire un avenir énergétique neutre en CO_2 ». La majeure partie des investissements du Groupe sont orientés vers cette stratégie bas carbone en faveur du climat (voir section 3.1.1.4 « Feuille de route des actions de hausse de la production décarbonée du Groupe »).

Dans ce contexte a priori favorable et porteur, il existe plusieurs risques de transition importants :

- le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à cette opportunité. En particulier l'énergie nucléaire pourrait ne pas être reconnue au niveau sociétal comme déterminante pour permettre la transition bas carbone. Ainsi, à titre d'exemple :
  - › les normes ou taxonomies en cours de mise en place visant à reconnaître les énergies décarbonées pourraient comporter des critères pénalisant l'énergie nucléaire, ce qui serait un risque important pour EDF et plus généralement pour l'atteinte des objectifs nationaux et européens de réduction des émissions. À ce titre, il existe encore un risque de reconnaissance insuffisante de l'électricité décarbonée d'origine nucléaire du fait de son classement en énergie de transition par la taxonomie européenne, avec des conséquences potentielles sur l'accès au financement des nouveaux projets. Ce sujet sur la taxonomie européenne est développé dans le risque n° 1A ci-dessus « Risque politiques et régulatoires »,

› en France dans le cadre de la préparation de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2019-2028, le gouvernement a demandé d'examiner plusieurs scénarios entre 2030 et 2050, « allant d'un scénario 100 % renouvelable à un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production d'électricité intégrée dans le mix pour des raisons de pilotage de la production et de compétitivité » ;

- 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 l'adaptation de centrales au combustible fossile 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 zéro 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 ex. IIGCC) ou encore SBTi dans son nouveau standard Net Zéro paru en octobre 2021, et conduit EDF à devoir réinterroger sa trajectoire carbone et ses engagements pris en 2020. Cette nouvelle situation est porteuse de risques pour le Groupe : risque de remise en cause de certains projets de développement, risques d'être amenés à prendre des engagements plus difficiles à tenir, risque sur la profitabilité de l'entreprise (par renoncement à des activités profitables) ;
- 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.

De telles situations pourraient être de nature à rendre plus difficiles la réalisation de ces transformations et l'atteinte des objectifs visés. Elles pourraient affecter directement ou indirectement les volumes d'affaires, les marges du Groupe, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation ou ses perspectives.

d) Actions de maîtrise face aux risques de transition

- Trajectoire carbone : Le Groupe avait pris en 2018 l'engagement de réduire fortement ses émissions directes de gaz carbonique avec un objectif de 30 millions de tonnes en 2030 au lieu de 51 millions de tonnes en 2017 (réduction de 40 %). En 2020, en intégrant la coalition *Business Ambition for 1.5 degrees*, le groupe EDF a encore conforté cette ambition. Il a pris de nouveaux engagements, pour contribuer à atteindre la neutralité carbone en 2050, tant en émissions directes qu'indirectes (scopes 1, 2 et 3), avec des jalons prévus en 2023 et 2030. Cette trajectoire a été labellisée en 2020 par l'organisme SBTi comme allant au-delà des 2 °C de l'Accord de Paris. Ainsi, pour la première fois le groupe EDF s'est fixé des objectifs de réduction sur ses émissions indirectes, couvrant notamment les émissions associées à la vente de gaz aux clients finaux (Voir section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe »). Ces actions de maîtrise seront réinterrogées en 2022 face aux exigences accrues d'accélération de la décarbonation pour le secteur électrique.
- Déploiement des solutions bas carbone : le Groupe s'est mobilisé dans le développement des énergies renouvelables en France, dans le stockage électrique et dans la mobilité électrique bas carbone, ce qui permettra de valoriser et de promouvoir les solutions énergétiques bas carbone du Groupe notamment pour le secteur du transport aujourd'hui encore très fortement émetteur de gaz carbonique en France et en Europe.
- 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 section 3.1.1.6 « Usage de solutions à émissions négatives »).
- Les actions de maîtrise du risque n° 1A 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 globales - 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, qui est maintenue dans la durée. Les ressources précises affectées à cette expertise sont précisées au § 3.1.2.4 « un service climatique interne unique parmi les grands électriciens ».
- Une cartographie des risques climatiques à l'échelle du Groupe, portant sur l'ensemble des risques physiques et de transition, a également été établie en 2019 suivant les recommandations de la TCFD et a été présentée au Comité d'audit. Les risques climatiques sont désormais 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 3.9.4 « Détail des risques climatiques du Groupe »).
- Cette cartographie des risques climatiques, s'appuyant notamment sur les plans d'adaptation des entités opérationnelles et sur le rapport au Conseil scientifique, a débouché depuis 2020 sur un plan d'actions « climat », inclus dans le programme stratégique Cap 2030, couvrant les actions relatives à la réduction des émissions et à la résilience. Ce plan d'actions mobilise le Groupe tant au niveau *Corporate* qu'au niveau des entités pour orienter et coordonner les différentes actions de maîtrise.
- De nombreuses actions sont menées en interne, en vue de sensibiliser l'ensemble des salariés sur les enjeux climatiques, et de les mobiliser concrètement. À titre d'exemples (ces exemples sont développés au §3.1.3.5.2 « innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique »), le Groupe déploie depuis 2020 la Fresque du Climat auprès de l'ensemble de ses équipes, et a l'ambition de généraliser ce déploiement en 2022 ; le programme « Combattre le CO_2 » propose à tous les salariés en France de devenir des ambassadeurs de la transition énergétique en s'engageant à titre privé ; et le Passeport neutralité carbone permet de réaliser son bilan carbone et de s'engager pour entamer le passage à l'action : l'obtention de ce passeport était l'un des critères de l'accord d'intéressement signé pour 2020. Plus de 31 000 passeports ont été obtenus en 2021.

2C : Adaptation des compétences des salariés

Résumé : L'adaptation et le développement des compétences pourraient être insuffisants au regard de la transformation du Groupe, des besoins des métiers et des évolutions en matière d'organisation et de modes de travail.

Criticité : ●● Intermédiaire

a) Risques principaux

Dans un environnement impacté par les transitions énergétique et numérique, le périmètre des activités du Groupe évolue. De nouveaux métiers se développent, les modes de travail évoluent (responsabilisation, intelligence collective, fonctionnement en plateau projet, travail à distance accentué, etc.).

Dans ce contexte de mutation, le risque d'inadéquation des compétences perdure pour les années à venir tant pour ce qui concerne la maîtrise de la trajectoire des effectifs que l'adaptation des compétences. Un défaut de maîtrise de ce risque pourrait avoir un impact sur l'activité, la situation financière du Groupe et sa réputation en tant qu'employeur.

b) Actions de maîtrise

La maîtrise du risque repose sur la recherche d'adéquation des compétences aux besoins à court, moyen et long terme, le soutien de l'employabilité des salariés et une gestion plus fluide de la mobilité interne. À ce titre, les principales actions de maîtrise portent sur :

- une anticipation de l'avenir, en analysant les besoins prévisionnels en termes de ressources et de compétences à court/moyen termes (GPEC [1]) et plus long terme (Prospective) ;
- la poursuite d'une démarche ambitieuse de développement des compétences *via* la formation et le développement des actions de professionnalisation ;
- le développement de l'employabilité des salariés afin de faciliter leur évolution professionnelle et les changements de métier ;
- la mise en place des conditions favorisant la mobilité interne au sein du Groupe ;
- une stratégie de recrutement externe, ciblant les compétences de demain non disponibles sur le marché interne de l'emploi et empreinte d'une démarche d'employeur inclusif favorisant le *sourcing via* l'alternance et les stages de fin d'étude, avec un zoom spécifique en France sur les candidats issus des zones de revitalisation rurale (ZRR) et les quartiers politiques de la ville (QPV) ;
- la valorisation des parcours externes comme levier d'acquisition de nouvelles compétences (chez EDF : PAME [2], CCE [3]) et des fins de carrière « triplement gagnant » (salarié, entreprise, territoire) *via* le mécénat de compétences senior ;
- un dialogue social nourri, afin de s'assurer d'une bonne compréhension par les Organisations Syndicales des orientations emploi et compétences.

Les temps d'acquisition de l'expérience peuvent nécessiter plusieurs années et des recouvrements sont nécessaires pour assurer la transmission des connaissances et l'acquisition des savoirs. Le Groupe a lancé en 2020, dans le cadre du plan Excell notamment, un dispositif de *knowledge management* qui doit permettre de faciliter et accélérer le développement des compétences du domaine nucléaire, mais aussi de l'ensemble des métiers.

2D : 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 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021). 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. Une 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 de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et, dans le cas des engagements sociaux en France, des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds de pension au Royaume-Uni devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

Afin de couvrir ces 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.

(1) Gestion Prévisionnelle des Emplois et Carrières.
(2) PAME : parcours accompagné de mobilité externe.
(3) CCE : congé création d'entreprise.

2.2.4 Risques liés à la performance opérationnelle

4A - Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (HPC, FLA3, Taishan...)

Résumé : Le Groupe réalise des projets de très grande ampleur. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe en termes d'impact financier potentiel sur ses capitaux propres 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 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. 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. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe.

Les autres projets d'ampleur du Groupe en cours, sont :

- des grands projets liés au parc nucléaire existant (Grand Carénage voir risque 5A ci-dessous, et projets de déconstruction) ;
- des projets d'ouvrages en mer pour les énergies renouvelables (éolien *off-shore*) ;
- des projets hydrauliques à l'international.

b) Risques principaux

Ces projets sont confrontés à de nombreux risques techniques et opérationnels portant sur leur réalisation industrielle qui pourraient avoir comme conséquences des retards de démarrages 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 dépréciations d'actifs. À titre d'illustration le Goodwill d'EDF Energy dans les états financiers d'EDF est assis principalement sur le projet HPC.

Compte tenu de leur ampleur, ces projets peuvent avoir un impact massif sur le résultat et le bilan du Groupe en particulier sur ses fonds propres et sa capacité de financement.

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 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.

À titre d'illustration :

- 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 2033 pourraient entraîner la perte de la protection de revenus dont bénéficient ces ouvrages via le CfD (voir section « 1.4.5.1.2.5 ») ;
- les conclusions de l'instruction en cours relative au constat, en juin 2021, d'inétanchéité du combustible d'un réacteur de la centrale de Taishan, pourraient impacter d'autres projets EPR (voir section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine », et voir ci-dessous, « maîtrise opérationnelle des projets EPR »).

Des situations de non-respect d'engagements contractuels du Groupe peuvent 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'investissements ou de les prendre dans de mauvaises conditions techniques, régulatoires ou financières.

Risques liés au financement et au cadre régulatoire

Les projets de construction de nouveaux réacteurs, notamment en France ou au Royaume-Uni, nécessitent des investissements considérables, un cadre régulatoire, des conditions de financement et de tarification adéquats et stables. 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.

En France, l'absence d'un cadre régulatoire et de financement approprié, 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.

Au Royaume-Uni, le nouveau contexte créé par la mise en œuvre du Brexit (voir section 1.4.5.1.2.4 « La division client ») 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. À titre d'exemple :

- les besoins de financement du projet excédant l'engagement contractuel des actionnaires (*committed equity*), les actionnaires seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*). Cela pourrait amener le Groupe à augmenter sa contribution au financement du projet et à augmenter sa participation (66,5 % actuellement) si son partenaire décidait de ne pas contribuer à ces engagements en fonds propres additionnels ;
- pour le projet Sizewell C, la non-obtention du cadre de financement adapté et de la régulation appropriée pourrait affecter significativement le projet, et conduire le Groupe à ne pas prendre la décision d'investissement.

De plus, le classement en énergie de transition dans le cadre du règlement Taxonomie (voir risque 1A) 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 pas 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 risque 1A « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe... »).

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 (cf. risque 4B). Au Royaume-Uni, EDF et CGN étant associés dans les projets HPC, Sizewell C et Bradwell, ces projets pourraient être impactés par la dégradation des relations diplomatiques entre le Royaume-Uni, la France, les États-Unis et la Chine.

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'acceptation locale.

Risques conjoncturels

Les tensions inflationnistes pourraient également entraîner un renchérissement des coûts projets (voir notamment risque 4B « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles »).

La crise sanitaire a affecté le déploiement de ces grands projets et pourrait, si elle devait s'aggraver, induire de nouveaux retards ou surcoûts.

De plus, la crise sanitaire pourrait avoir affaibli la solidité financière de certains partenaires.

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 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

c) Actions de maîtrise

c1) Actions de maîtrise transverses

- 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 met en œuvre depuis décembre 2019 le plan excell qui permettra 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 section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).
- 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 sections 3.2, 3.3, 3.4 et 3.9).

c2) Maîtrise des Projets EPR engagés

1. EPR Flamanville 3 (France)

La réalisation des objectifs de calendrier et de coûts du projet, tels qu'annoncés [1], est conditionnée, notamment, par (voir section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3) :

- la réalisation des actions relatives à la mise en œuvre du principe d'exclusion de rupture (circuit secondaire principal -CSP- et circuit primaire principal-CPP-). Les opérations de reprise des soudures de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur, les plus complexes, ont été réalisées. Il reste à finaliser la remise à niveau de l'ensemble des soudures du CSP et à mettre en œuvre de la solution acceptée par l'ASN pour le traitement de l'événement significatif relatif aux trois piquages du CPP ;
- la réussite d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1, à instruire avec l'Autorité de sûreté nucléaire française ,
- le solde de l'instruction des derniers sujets techniques en lien avec l'ASN, conduisant à l'obtention d'autorisations administratives ;
- la realisation de finitions sur l'installation et la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation ;
- la maîtrise des conséquences du vieillissement des équipements et matériaux en raison de la durée du chantier ;
- l'émergence éventuelle de nouveaux sujets techniques notamment dans le cadre de la poursuite des travaux. À titre d'exemple, un problème de filtration des puisards du bâtiment réacteur, sollicités lors du fonctionnement en recirculation de l'injection de sécurité et de l'aspersion enceinte, a été identifié à l'été 2021. Une solution est en cours d'instruction par l'ASN et l'IRSN.

Un décret du 25 mars 2020 a porté le délai maximum de mise en service du réacteur à avril 2024.

Au-delà des activités restant à réaliser en amont du chargement du combustible dans la cuve du réacteur et de la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, le projet pourrait également faire face à d'autres éventuels surcoûts et délais potentiellement significatifs en cas de nouvel aléa. Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison reste élevé, le projet n'a pas de marges ni sur le calendrier ni sur les coûts à terminaison.

2. 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 section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau nucléaire »).

Le réacteur EPR n° 1 de la centrale de Taishan a engagé son 2e cycle après rechargement partiel de son combustible fin septembre 2020. Le suivi du réacteur a progressivement fait apparaître une évolution atypique des paramètres radiochimiques conduisant à soupçonner que des crayons constituant les assemblages de combustible étaient devenus inétanches.

Selon le résultat de l'inspection des assemblages combustible et de la cuve du réacteur, l'origine de l'inétanchéité des crayons d'assemblages combustible serait liée à une dégradation de la gaine des crayons par un phénomène d'usure mécanique, localisée en partie basse du crayon. Par ailleurs, un phénomène localisé entre les assemblages et un composant enveloppant le cœur a été identifié qui serait lié à des sollicitations hydrauliques. Des études sont en cours sur ces phénomènes et leurs impacts potentiels.

Le dossier de redémarrage du réacteur n° 1 de Taishan est en cours d'instruction. Dans ce contexte, il existe un risque de retard dans le redémarrage du réacteur. L'unité 2 a fait l'objet d'une visite programmée, avec rechargement du fuel, qui s'est terminée en juin 2021.

Par ailleurs, 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. Un tarif temporaire avait été fixé 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. Les autorités chinoises ont engagé des consultations avec les parties concernées en vue de définir les conditions tarifaires applicables à partir de 2022 aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. Début 2022, la décision n'a pas encore été prise 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 suffisants, le montant des dividendes attendus par EDF serait revu à la baisse ce qui pourrait entraîner la nécessité d'une dépréciation de l'actif [2].

3. Hinkley Point C - EPR (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 en 2021 (voir section 1.4.5.1.2.5 « Royaume-Uni – Division Nouveau Nucléaire »), Cependant le projet a été marqué par :

- une performance du génie civil inférieure à l'attendu ;
- des retards liés aux impacts persistants de la crise sanitaire ;
- des tensions sur le marché mondial des matériaux de construction ; et
- l'impact du Brexit.

(1) Voir le communiqué de presse du 1er janvier 2022.

(2) La valeur de la quote-part de capitaux propres de TNPJVC à fin 2020 dans les comptes d'EDF est de 1 125 millions euros – voir note 12 de l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021.

Il y a un risque que ces facteurs continuent d'avoir un impact sur l'avancement de la construction et la chaîne d'approvisionnement. Des plans d'actions sont en cours pour rattraper les retards et améliorer la performance du génie civil et du montage électromécanique. Le respect du planning et du coût à terminaison (voir section 1.4.5.1.2.5 « Royaume-Uni – Division Nouveau Nucléaire ») nécessite que ces actions produisent les effets escomptés. Cependant, dans ce contexte, les risques relatifs au calendrier et aux coûts à terminaison ont encore augmenté en 2021. Ils sont aujourd'hui très élevés.

Le TRI du projet HPC est sensible :

- à l'inflation et l'évolution des prix du marché de l'électricité au-delà de la durée du CFD.0,1 % d'inflation a un impact de 0,1 % sur le TRI d'HPC. Une évolution du prix de l'électricité de £$_{2015}$10/MWh post CFD a un impact de 0,1 % sur le TRI d'HPC ;
- aux impacts des accords entre EDF et CGN qui comportent un mécanisme de compensation entre les deux actionnaires en cas d'écart par rapport au budget initial des coûts ou de retards. Compte tenu du planning actuel et des prévisions de coût à terminaison, ce mécanisme est applicable et sera déclenché le moment venu ;
- au risque de non-contribution par CGN de *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.

Compte-tenu des difficultés rencontrées par le projet notamment sur le génie civil et les travaux maritimes, et de l'accroissement des risques tels que le conflit ukrainien, le Brexit, le COVID, la perturbation des chaînes d'approvisionnement et l'inflation, une nouvelle revue complète visant à mettre à jour les estimations des coûts et du calendrier annoncées en janvier 2021 [1] est en cours et doit être finalisée d'ici l'été 2022.

c3) Maîtrise des projets à venir

1. Renouvellement parc nucléaire en France - EPR2 (voir section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets - Nouveau Nucléaire »)

Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie adoptée par décret du 21 avril 2020. Le contrat de filière, signé le 28 janvier 2019 par l'État et le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN), comporte un volet relatif à la préparation des capacités industrielles nécessaires à la réalisation d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France.

Conformément à ces orientations, le gouvernement a demandé 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, avec la filière nucléaire, a remis à l'État, en mai 2021, un dossier de propositions économiques et industrielles pour le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs en France. Ce dossier, basé sur la technologie EPR2, détaille quel pourrait être le cadre régulatoire et de financement d'un tel programme. Il repose sur l'exécution d'un programme de trois paires d'EPR 2 successivement à Penly, à Gravelines et sur un troisième site en bord de rivière dans la région Auvergne Rhône Alpes (Bugey ou Tricastin), tout en poursuivant l'analyse de faisabilité sur d'autres sites nucléaires.

Cette offre a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Par ailleurs, RTE a rendu public le 25 octobre 2021 son étude « Futurs énergétiques 2050 » qui analyse les évolutions possibles de la consommation d'électricité en France et détaille six scénarios de mix électriques pour atteindre la neutralité carbone en 2050. L'étude indique clairement qu'un mix électrique comprenant un socle significatif de nucléaire est préférable aux autres scénarios.

Le principal enjeu est donc désormais de réunir au plus tôt les conditions permettant la décision d'engager le programme et sa traduction dans le cadre juridique et financier nécessaire à son exécution.

Cela passe par 3 actions préalables principales :

- structuration du programme, en particulier le schéma de financement, de régulation et de gouvernance sur lequel l'État et EDF ont vocation à s'engager ;
- notification du dispositif de structuration du programme auprès de la Commission européenne au regard de la réglementation en matière d'aide d'État ;
- consultation publique sur le programme et sur le site qui accueillerait les premières constructions. La prise en compte des conclusions de cette concertation est un élément constitutif du dossier de Demande d'autorisation de création (DAC) que l'exploitant nucléaire doit soumettre aux autorités administratives en vue du lancement de la construction d'une nouvelle installation nucléaire.

Pour réunir les conditions d'une décision d'engagement, EDF travaille désormais avec les pouvoirs publics sur plusieurs points, notamment :

- la préparation des concertations publiques à venir, notamment la concertation à tenir sur le site qui accueillerait les premières constructions. La prise en compte des conclusions de cette concertation est un élément important du dossier de Demande d'autorisation de création (DAC) qui doit être soumis aux autorités administratives au gouvernement avant le lancement de la construction d'une nouvelle installation nucléaire ;
- la structuration nécessaire à la mise en œuvre d'un tel programme qui est essentielle pour EDF. Plusieurs schémas organisationnels, réglementaires et financiers sont en cours d'instruction avec l'État ; l'implication de celui-ci dans le financement du programme devrait être par ailleurs soumise à l'accord de la Commission européenne.

2. Sizewell C (Royaume-Uni)

La description du développement du projet Sizewell C en 2021 figure section 1.4.5.1.2.5. La capacité d'EDF à prendre la décision finale d'investissement aux côtés d'autres investisseurs et à contribuer au financement de la phase de construction est conditionnée par, notamment :

- des fonds suffisants pour financer les coûts de développement jusqu'à la décision finale d'investissement ;
- un cadre de régulation, un mécanisme de partage des risques et un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (GSP) permettant à des investisseurs privés (dette et fonds propres) d'investir ;
- une structure de financement appropriée pour la phase de construction et d'exploitation avec suffisamment d'investisseurs désireux d'investir dans le projet. Ce serait la première fois au Royaume-Uni qu'un actif nucléaire serait mis sur le marché dans le cadre d'une base d'actifs régulée et l'obtention d'une notation de crédit de qualité par les agences de notation est un prérequis ;
- un accord avec les fournisseurs sur les principaux contrats de construction et d'exploitation ;
- l'obtention des autorisations et agrément requis, notamment l'autorisation d'aménagement (DCO), la licence de site nucléaire et les permis environnementaux ;
- la capacité à déconsolider dans les comptes du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) après la décision finale d'investissement.

Ainsi, le projet poursuit sa stratégie de réplication du design d'HPC la plus étendue possible, en particulier avec les fournisseurs, et d'utilisation des enseignements d'HPC.

La non-obtention de ces conditions pourrait conduire le Groupe à ne pas prendre la décision finale d'investissement.

Les principales actions de maîtrise pour créer les conditions favorables à la décision portent notamment sur :

- des discussions en cours avec le Gouvernement britannique pour définir les conditions de financement du projet et pour obtenir un soutien financier avant la décision d'investissement ;
- des travaux avec les acteurs de la chaîne d'approvisionnement afin de développer une stratégie contractuelle adaptée, intégrant notamment la stratégie de réplication ;
- une révision détaillée du coût et du planning ;
- la finalisation des études pour obtenir les autorisations d'aménagement, les licences et permis requis.

3. Jaitapur (Inde)

Fin 2018, EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL par laquelle 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 de la technologie EPR.

Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans le projet et 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. En avril 2021, une offre technico-commerciale engageante a été transmise et les discussions se poursuivent. (voir section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets – Nouveau Nucléaire » et section 1.4.5.3.6.2 « Asie du Sud-Est et du Sud »).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 janvier 2021 « Actualisation du projet Hinkley Point ».

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 signature des contrats finaux.

C4) Actions de maîtrise spécifiques à Framatome

Framatome peut 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. La performance industrielle de Framatome est stratégique pour EDF Exploitant nucléaire en France et au Royaume-Uni.

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.

4B - Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles

Résumé : Le Groupe est exposé à la continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles avec ses fournisseurs ainsi qu'aux variations de prix et de disponibilité des matières, des matériels ou des prestations qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers. Ces risques peuvent être exacerbés par les conflits opposant les nations ou les blocs de nations entre elles, 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.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Risques principaux

Accès à des matières ou produits critiques pour le Groupe

Les besoins du Groupe peuvent s'exercer sur des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, de par notamment la structure et l'évolution de l'offre industrielle ou 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. Les fluctuations de prix et de disponibilité de certaines matières premières ou produits structurants dans la constitution des prix de l'électricité et des services énergétiques peuvent affecter les capacités d'approvisionnement et les résultats du Groupe. 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 ou différer leur réalisation. Le développement des usages, notamment liés 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 Sélenium 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 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 des 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. Les restructurations observées au niveau des grands groupes (GE, ABB, ENGIE, Rolls-Royce, Bilfinger...), dont certains sous la pression de fonds minoritaires activistes, peuvent également avoir une incidence sur la qualité, la continuité opérationnelle des contrats en cours, ou le coût des services rendus et des produits livrés. Mais au-delà des grands groupes, ce sont les petites et moyennes entreprises françaises qui représentent l'essentiel du tissu industriel de fournisseurs. Celles-ci ont jusqu'à présent relativement bien résisté à la crise Covid. Les plus impactées l'ont été du fait de leur exposition aux secteurs aéronautique, pétrolier ou automobile plutôt qu'au secteur nucléaire, ce dernier ayant continué à assurer une activité soutenue grâce aux grands projets de maintenance en cours en France notamment. Toutefois la tendance d'une fragilisation sur le plan financier, observée depuis une dizaine d'années, 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 certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre.

À cet égard des décisions ont été prises en octobre 2018 par le Département de l'Énergie Américain (« US DoE ») relative à la coopération nucléaire civile avec la Chine vers CGN, et en août 2019 par le Département du Commerce Américain (« US DoC ») plaçant 4 entités du groupe CGN sur la liste des entités soumises à restrictions (*entity list*). Ces décisions concernent notamment les transferts de biens et technologies américains, en particulier à double usage, vers CGN, partenaire d'EDF, notamment dans ses projets de nouveau nucléaire au Royaume-Uni. En conséquence de ces décisions, le transfert des biens et technologies à destination des entités visées, et pour le périmètre technique les concernant au titre des décisions, doit faire l'objet d'une autorisation préalable spécifique de la part des juridictions US compétentes, une telle autorisation faisant l'objet d'une présomption de refus.

Le Département de la Défense américain a également publié en juin 2020 une liste d'entités, dont CGN, présumées appartenir ou être affiliées à l'armée chinoise. Ce risque géopolitique est également présent au Royaume-Uni.

Face à ces mesures, la République populaire de Chine a promulgué sa première loi intégrée en matière de contrôle des exportations de biens et technologies sensibles (décembre 2020), ainsi qu'une « loi de blocage » à l'encontre des décisions, en particulier américaines, à portées extraterritoriales (janvier 2021).

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.

(1) Le thème de l'approvisionnement en uranium n'est pas considéré ici, il est abordé dans le risque 5D Maîtrise du cycle du combustible.

De plus, les ambitions du plan excell lancé en 2020 (voir 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 qualification des fournisseurs, en tenant compte des enjeux « Éthique et droits humains » et « Développement territorial » de la RSE (voir sections 3.3.2 et 3.4.2), ainsi que l'amplification des modalités 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 [1] 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*, elle-même rattachée au Secrétaire Général, 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 les USA 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 dans le cadre de l'organisation de ses projets nucléaires, en particulier au Royaume-Uni.

4C : 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. 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 avoir pris 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, journée d'arrêt du 7 octobre 2021 pour mener des réflexions collectives face à la persistance d'accidents mortels (voir section 3.3.1.3 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants »).

4D : 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 : ●● Intermédiaire

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 un outil informatique permettant de collecter les incidents de sécurité. Cette politique et procédure ont été actualisées en 2021 pour tenir compte de l'évolution des menaces. Ces politiques et procédures s'appuie sur un réseau de Responsables Sécurité du Patrimoine (RSP) membre des codirs d'entités.

Les principales actions engagées en 2021 au titre de la protection du patrimoine sont :

- animation du réseau des RSP, une formation des nouveaux RSP, des lettres (DSIE@eDF), des appuis à la demande (ex. : sécurité des locaux, projet à l'étranger et sécurité…) et des animations sur les sujets d'actualité (IGI 1300 et protection du secret, nouvel outil de collecte des incidents de sécurité…) ;
- rédaction d'une nouvelle version de la politique Groupe Sécurité du patrimoine face à la malveillance et proposition au Comex d'une liste de 10 informations « confidentielles Groupe » ;
- réalisation d'un e-learning sur la politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance ;
- actualisation des procédures EDF déclinant la politique Groupe Sécurité du patrimoine, notamment les notes Classification et Protection des Informations, la procédure des déclarations des incidents de sécurité. Mise en service de la nouvelle application de collecte des incidents de sécurité. Nombreux outils et réunions de la conduite du changement de l'ancien vers le nouvel outil ;
- participation au pilotage de la mise en œuvre des directives MS et de la LPM en lien avec l'ANSSI, la DSIG et les entités ;
- contribution à la mise en place des obligations liées à la nouvelle version de l'IGI 1300, instruction impliquant des évolutions importantes pour le Groupe :
  - › participation à la finalisation des notes ministérielles de l'IGI 1300 avec le MTE et les autres opérateurs concernés,
  - › rédaction des notes internes d'application de l'IGI,
  - › accompagnement les entités dans la mise en œuvre de cette instruction en s'assurant de la bonne mise en œuvre de l'ensemble des obligations réglementaires ;
- mise en place d'une formation avec la DGSI et la DRHG sur la radicalisation et le fait religieux en entreprise à destination de DRH, de managers et de juristes

(1) Le Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire, créé en juin 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.

(un webinar est en cours d'élaboration) ;

- contribution à la prise en compte des dossiers « Sécurité du Patrimoine » dans les développements des applications SI… ;
- contribution à la 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, développement du télétravail, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation, etc.).

Les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, 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 causer des interruptions de 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 du Patrimoine face à la malveillance et une politique Sécurité des systèmes d'information afin de prévenir ces risques et d'en limiter les impacts en cas d'agression. Ces politiques sont complétées par une instruction relative à la protection des données personnelles.

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, Responsables sécurité SI…) sont proposées aux salariés. Un *reporting* relatif à la maîtrise du risque cybersécurité est assuré auprès du Comex et Comité d'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, un *reporting* mensuel des incidents de sécurité SI est réalisé par le SOC Groupe (*Security Operational Center*) d'EDF. Le SOC Groupe a d'ailleurs effectué une démarche de qualification auprès de l'ANSSI qui a rendu un avis favorable en août 2021 (https://www.ssi.gouv.fr/uploads/2021_2047_np.pdf).

En 2021, 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 ;
- le déploiement d'un e-learning « Passeport cybersécurité » accessible à tous (y compris les filiales) et rendu obligatoire pour tous les dirigeants et managers du Groupe en France ;
- le déploiement de campagnes de faux hameçonnage au sein des entités du Groupe (plus de 60 000 personnes ciblées en 2021) ;
- le renforcement de la fonction opérationnelle cybersécurité : renforcement du CERT (*Computer Emergency Response Team*), mise en place d'un nouveau modèle du SOC (*Security Operations Center*), professionnalisation des équipes d'appui cyber au sein des directions et filiales, qui contribuent aux activités du CERT et mettent en œuvre les actions demandées ;
- un suivi Groupe de la remédiation des failles de sécurité informatique les plus critiques ;
- la poursuite du déploiement et de l'évaluation, au sein des entités, d'un référentiel de sécurité basé sur les règles de l'Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information ;
- la publication périodique d'un tableau de bord à destination du Comex reflétant le niveau de cybersécurité du Groupe.

De plus des exercices de crise SI et cybersécurité sont régulièrement réalisés en vue d'éprouver les différents dispositifs mis en place.

4E – 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.

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 section 3.3.1 « 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 de ses barrages. 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 dix ans ou quinze 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 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.

4F - Risque de *black-out*

Résumé : Des coupures de courant répétées dans l'alimentation des clients ou un *black-out*, un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient en partie imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Criticité : ● **Modérée**

a) Risques principaux

Le Groupe pourrait être confronté à des coupures de courant répétées, voire à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causés se produisait sur un réseau non exploité par EDF ou était imputable à un autre acteur.

Les causes des coupures de courant peuvent être diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade, problèmes d'interconnexion, retards dans les investissements et adaptations nécessaires dans les réseaux pour accompagner les besoins induits par la transition énergétique et écologique, difficulté à coordonner les acteurs notamment dans un marché dont la régulation serait insuffisante ou en évolution. Une crise externe, telle que la crise sanitaire de la Covid peut, par les perturbations qu'elle génère, constituer un facteur de risque aggravant.

De telles ruptures d'alimentation pourraient avoir en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière ou la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être en partie imputable.

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. 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 contribuer au bon fonctionnement du mécanisme de capacité.

4G - Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité

Résumé : Le Groupe exploite des installations pour lesquelles des accidents pourraient, en cas de défaillance de la sécurité industrielle, 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 courant, peuvent, pourront ou ont pu être à l'origine d'incidents ou d'accidents industriels donnant lieu à des impacts environnementaux (risques de pollution de l'air, des sols, de l'eau) ou sanitaires.

Par ailleurs, toutes les installations et projets du Groupe sont concernés par les questions de biodiversité et, plus généralement, les écosystèmes en particulier sur les thématiques températures et prélèvement d'eau en lien avec le changement climatique, notamment en France où EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance.

L'enjeu est d'autant plus important que la transition énergétique introduit de nouvelles exigences ou des exigences renforcées en matière de protection de la biodiversité, de maîtrise de la pollution et d'impact sur l'ensemble du patrimoine environnement.

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.

Le Groupe possède 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.

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 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ». Les risques spécifiques aux installations hydrauliques sont détaillés au 4E ci-dessus.

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, et remettre en cause la capacité du Groupe à répondre aux enjeux RSE du Groupe sur la biodiversité (cf. section 3.5.2.1.).

b) Actions de maîtrise

Les études de maîtrise de risques réalisées sur chaque site industriel 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. De plus, elles intègrent des mesures d'évitement en cas de situations accidentelles. À ce titre, le retour d'expérience de l'incendie survenu le 26 septembre 2019 à l'usine Lubrizol, classée Seveso, de Rouen sera 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 s'engage par ailleurs en faveur de la biodiversité à travers ses enjeux de responsabilité sociétale d'entreprise relatifs à la préservation des ressources de la planète (voir la section 3.2).

2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires

5A - 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 mise à niveau du parc en 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 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 au-delà de 40 ans.

Le 15 décembre 2021, EDF a annoncé avoir détecté des phénomènes dits de « corrosion sous contrainte » à proximité de soudures des tuyauteries 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. Ces phénomènes engendrent des arrêts et des contrôles non prévus et ont un impact important sur la production nucléaire dont les conséquences à moyen terme sont difficiles à évaluer.

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 (Voir section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France »).

Suite à la décision de l'État d'arrêter par anticipation la centrale nucléaire de Fessenheim, les 2 réacteurs ont été définitivement arrêtés en 2020.

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 8 ans environ en moyenne, et l'objectif pour la centrale REP est de poursuivre son fonctionnement durant 20 ans après les 40 ans actuellement prévus (voir section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). Les deux réacteurs de Dungeness ont été définitivement arrêtés le 7 juin 2021, ceux de Hunterston B respectivement le 26 novembre 2021 et le 7 janvier 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 section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »).
- 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 du palier N4. Les contrôles préventifs réalisés ont fait apparaître des indications similaires sur d'autres réacteurs. La réalisation des contrôles, pour partie destructifs, l'instruction de solutions techniques et leur déploiement ont conduit EDF, en concertation avec l'ASN, à établir en février 2022 une liste priorisée des réacteurs sur lesquels des contrôles seront repris avec des moyens optimisés et la prise en compte du retour d'expérience.

La liste des tuyauteries potentiellement concernées par ces indications n'est pas encore arrêtée. Ainsi, le programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte constitue la matérialisation d'un risque majeur en termes de production nucléaire. Il a conduit le Groupe à revoir son estimation de production nucléaire pour 2022 et 2023. A date, le Groupe n'est pas en capacité d'analyser les impacts au-delà de 2023 (1).

Les contrôles pourraient être encore étendus au sein du parc nucléaire, en étroite concertation avec l'ASN. Ils pourraient se traduire par de nouvelles investigations et entraîner des réparations potentiellement longues et coûteuses.

- Pour chaque réacteur, lors des réexamens périodiques, l'ASN se prononce sur les dispositions prises par l'exploitant et peut édicter des prescriptions complémentaires. Des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans. Ces études, qui s'appuient sur les données disponibles en France, mais également à l'international (2) permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement en cours d'instruction, 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 les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique, l'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs du réexamen et que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour dix 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 très ambitieux, 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 35e année de fonctionnement seront soumises, réacteur par réacteur, après enquête publique, à autorisation de l'ASN. Pour Tricastin 1, dont la VD4 (tête de série) s'est terminée par le recouplage le 23 décembre 2019, le rapport de conclusions de réexamen périodique (RCR) a été transmis en février 2020, et fera l'objet d'une enquête publique du 13 janvier au 14 février 2022, après publication de l'avis ASN générique sur la VD4. L'avis ASN sur le RCR Tricastin 1 devrait être émis fin 2022. À fin 2021, les VD4 des réacteurs de Tricastin 1, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 sont terminées et les VD4 de Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1 sont en cours. Chacun des avis ASN est susceptible de comporter des demandes spécifiques au site en complément des prescriptions de l'avis générique avec un impact sur la charge industrielle et les coûts.

(1) Voir les communiqués de presse d'EDF des 7 et 11 février 2022.

(2) Quatre réacteurs aux États-Unis ont obtenu une licence d'exploitation jusqu'à 80 ans. Pour six autres la demande de licence est en cours d'instruction : 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).

- 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'extension de la durée de fonctionnement de certains réacteurs de 900 MW ne soit pas autorisée 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 1300 MW (voir note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021). Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté 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 (ASN). 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. D'éventuels retards induits par la crise sanitaire pourraient également ne pas permettre de finaliser les travaux dans les délais prescrits. De plus, le Groupe pourrait ne pas obtenir de la part des autorités compétentes la poursuite de fonctionnement escomptée. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de prolongation de la durée 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.
- Enfin, l'atteinte des objectifs d'exploitation et la réussite des projets de maintenance, y compris des projets du Grand Carénage, pourraient encore être affectées par la crise sanitaire si celle-ci devait s'aggraver ou perdurer.

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'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 que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.
- L'analyse en cours du vieillissement du graphite du réacteur RAG (réacteur avancé à gaz) 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'*Office for Nuclear Regulation* (ONR), pour garantir une connaissance suffisante du cœur afin de justifier la poursuite du fonctionnement. Comme suite aux décisions prises en août 2020 et novembre 2020, la centrale d'Hunterston B a été définitivement arrêtée le 7 janvier 2022 tandis que la centrale d'Hinkley Point B cessera définitivement sa production au plus tard en juillet 2022. À l'issue d'un réexamen des durées de vie des réacteurs RAG, réalisée en décembre 2021, les dates prévisionnelles d'arrêt définitif de Heysham 2 et Torness ont été avancées de 2030 à mars 2028.
- 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 nombreuses difficultés techniques rencontrées le niveau futur de production des réacteurs RAG actuellement en service est très incertain.

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.
- 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 des projets Start 2025 et Grand Carénage (voir section 1.4.1.1.2.1).

La vérification de sûreté effectuée 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 et 4 en 2021, 5 en 2022) et l'accroissement de la charge induite sur le tissu industriel fait 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 section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).

Concernant le phénomène de corrosion sous contrainte, EDF poursuit la définition d'un plan de contrôles à l'échelle du parc nucléaire, avec l'objectif de les réaliser d'ici la fin de l'année 2022, à l'occasion d'arrêts programmés pour maintenance et renouvellement du combustible de plusieurs réacteurs du palier 1300 MW et du palier 900 MW, notamment ceux qui sont en visite décennale. EDF poursuit ses études pour compléter ses connaissances sur le phénomène et a engagé le développement de nouveaux moyens de contrôle par ultrason permettant de mesurer la profondeur des fissures. Il prévoit de contrôler ses réacteurs avec ces nouveaux moyens à compter de septembre 2022 et ce jusque fin 2023. Les contrôles pourraient être encore étendus au sein du parc nucléaire, en étroite concertation avec l'ASN, et se traduire par un plan d'actions en supplément des actions de maintenance déjà programmées.

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.

5B - Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés

Résumé : Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de déconstruction des installations nucléaires 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, pourraient s'avérer insuffisantes. En particulier, la déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est prévu. En outre, ces opérations doivent répondre à l'enjeu de la RSE relatif à la gestion des déchets et à l'économie circulaire.

Le montant des actifs dédiés en France constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourrait s'avérer insuffisant en cas de révision à la hausse des provisions associées ou en cas d'évolution défavorable de la valeur des actifs dédiés. Dans un tel cas, ce montant devrait être complété, ce qui aurait un impact négatif sur le cash-flow, les résultats et les perspectives du Groupe.

Criticité : ◉◉ **Intermédiaire**

a) Déconstruction

Les opérations de déconstruction en cours en France (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ») concernent les centrales qui ont été construites et exploitées et sont désormais définitivement arrêtées, y compris la centrale Superphenix et celle de Fessenheim définitivement arrêtée en 2020. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur rapide refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi 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 le 7 juin 2021, ceux de Hunterston B respectivement le 26 novembre 2021 et le 7 janvier 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 « Production nucléaire »). En 2019, EDF Energy et le gouvernement britannique (BEIS) ont entamé des discussions en vue de préciser les conditions de mise en œuvre de ces accords, notamment la définition des coûts de démantèlement à recouvrer par EDF Energy auprès du Nuclear Liabilities Fund ainsi que les conditions d'exercice par les autorités britanniques de l'option qu'elles détiennent d'acquérir les centrales nucléaires à l'issue de la phase de déchargement du combustible. En juin 2021 un accord a été conclu avec le gouvernement, qui précise le rôle d'EDF Energy pour la phase d'évacuation du combustible, comment et quand les coûts seront recouvrés, 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 déconstruction 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.
- 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 du Groupe ; les estimations de coûts comportent donc des risques qui sont notamment associés à cet effet d'échelle.
- Le calendrier et le coût des travaux sont dépendants des autorisations administratives et de la disponibilité, au moment nécessaire, des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement, au traitement ou à l'entreposage des colis de déchets.
- Les incertitudes et aléas techniques, industriels ou administratifs pouvant affecter les projets de déconstruction et la gestion des déchets pourraient avoir des répercussions sur le montant des provisions actuellement constituées. En outre, l'évaluation du montant de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues de coûts, de planning, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi qu'à toute évolution de la réglementation, concernant en particulier le périmètre des charges à couvrir. Le montant de ces provisions, conformément au Code de l'environnement, fait l'objet d'un contrôle par l'autorité administrative, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.

  Ces incertitudes et aléas pourraient conduire à une révision significative des montants provisionnés, et les provisions constituées pourraient ne pas couvrir les coûts effectivement constatés le moment venu. La non-maîtrise du montant des dépenses, de l'échéancier de réalisation et des provisions financières relatives aux opérations de déconstruction d'installations nucléaires dont le Groupe est responsable, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).
- 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

- Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz A permet de rendre robustes autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement et de Fessenheim (centrales de « deuxième génération »).
- Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes aux provisions (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).
- L'audit de 2020-2021 de la DGEC sur les installations arrêtées à fin 2019, a conclu 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 1er 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.

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 déconstruction 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. 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 activité et à vie longue et sur les travaux menés en 2006 avec l'ANDRA, les pouvoirs publics et les autres producteurs de déchets radioactifs (voir note 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Un centre de stockage dédié aux déchets à Faible Activité et Vie longue (FAVL), dont le graphite, 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 section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Au Royaume-Uni, les accords conclus avec les autorités (voir section 1.4.5.1.2.2 « 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 ou producteur de déchets radioactifs, au sens de la législation applicable aux déchets, la responsabilité du Groupe pourrait être engagée, en particulier en cas d'accident avec dommage aux tiers ou à l'environnement en lien avec les combustibles usés ou les déchets. Le Groupe peut être tenu responsable même si ces produits sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe, en particulier, en France, par le groupe Orano et l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA).
- Tous les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue du Groupe pourraient ne pas constituer des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article L. 542-1-1 du Code de l'environnement. Dans ce cas, ces déchets pourraient ne pas pouvoir être directement stockés en couche géologique profonde, d'autant que l'ordonnance nucléaire du 10 février 2016 prise en application de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, prévoit un pouvoir de requalification des matières radioactives en déchets radioactifs et inversement par l'autorité administrative. Le Groupe n'a pas non plus la maîtrise du délai de délivrance par les pouvoirs publics des autorisations permettant un tel stockage ultime, ni des prescriptions techniques. Ceci est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, sur la responsabilité et sur les coûts qui en résulteront pour EDF.
- Les réserves qui subsistent et l'instruction qui est menée pour l'obtention par l'ANDRA de l'autorisation de création du stockage géologique à partir de 2022 pourraient conduire à une révision des provisions pour la gestion à long terme des déchets radioactifs.
- Une actualisation des provisions pourra être rendue nécessaire en fonction des conclusions des études menées dans le cadre du PNGMDR relatives au stockage des déchets FAVL.
- 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 a en particulier été consolidée 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 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 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 graphite, le Groupe participe, 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, des dispositions sont mises en place pour la gestion du combustible usé des réacteurs RAG et REP :
  - 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 en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 présente les montants des charges aux conditions économiques à fin 2021 ainsi que les provisions correspondantes relatives à :

- la déconstruction du parc nucléaire de production d'électricité en France ;
- aux derniers cœurs ;
- à la gestion à long terme des déchets et de la reprise et du conditionnement des déchets.

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 2021 présente les mêmes éléments pour Framatome et de Cyclife France (ex-SOCODEI) et leurs installations nucléaires de base en France.

La note 15.1.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 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 2021.

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 section 1.4.5.1.2.2 « 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 (voir note 15.1.2 et 17.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).
- 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

(1) Coût économique 2011 (voir note 28.2 de l'annexe des comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF [1], 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 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.

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 1er juillet 2020 ;
- le Comité de gestion opérationnel du portefeuille d'actifs dédiés ;
- le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) du Conseil d'administration.

2.2 - 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 section 3.3.1 « Santé et sécurité de tous »). Cette responsabilité est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Parc Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, puis elle est subdéléguée 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 virales 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 en section 2.1.2.6 « 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 1er 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 en cas d'accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros en cas d'accident nucléaire en cours de transport. 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 [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

(1) 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.

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.

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 section 1.4.1.1.4.3).

5D - Maîtrise du cycle du combustible

Résumé : En complément de la maîtrise de la sûreté nucléaire (risque 5C), de l'exploitation des installations nucléaires existantes (risque 5A) et des projets de nouveau nucléaire (risque 4A), 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 combustible 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 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021) 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 section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Ces provisions représentent une dizaine 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 2021 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 2021 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 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 ; dans le droit fil de la gestion de la crise « gilets jaunes », la pandemie COVID-19 a été bien anticipée et n'a pas perturbé les transports, mais nous a rappelé que l'équilibre reste fragile.

Compte tenu de la 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 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV » (abandon du projet de réacteur à neutrons rapides ASTRID), le cycle du combustible, pourrait être remis en cause. Cela pourrait avoir 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 devrait être réévalué si les conditions du renouvellement de ce contrat se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

Les contrats conclus, en France et à l'international, pourraient ne pas apporter une protection suffisante contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. A l'échéance de ces contrats, Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

c) Actions de maîtrise

La stratégie de maîtrise du risque lié à l'approvisionnement consiste à sécuriser progressivement le portefeuille au moyen de contrats longs termes compétitifs 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 par des plafonds / planchers, 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 d'une piscine d'entreposage de combustible usé de grande capacité sera mise en service par EDF en 2034 sur le site Orano de la Hague (voir 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 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 IV.

(1) WANO : World Association of Nuclear Operators.
(2) OSART : Operational Safety Analysis Review Team ; AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique.

48 gCO_2/kWh

INTENSITÉ CARBONE GROUPE[1]

67 %

TAUX DE RÉALISATION DANS « ACT4NATURE INTERNATIONAL »[2]

29,8 %

DE FEMMES DANS LES CODIRS[3] DU GROUPE

22 à **26** %

DES ACHATS AUPRÈS DES PME EN FRANCE



3 PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE

ENJEUX ET ENGAGEMENTS DE RESPONSABILITÉ SOCIÉTALE 130

16 enjeux RSE prioritaires 130

3.1 NEUTRALITÉ CARBONE ET CLIMAT 134

3.1.1 Trajectoire carbone du Groupe 134
3.1.2 Adaptation au changement climatique 142
3.1.3 Gouvernance climatique d'EDF 144
3.1.4 Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants 151

3.2 PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE 158

3.2.1 Biodiversité 158
3.2.2 Gestion responsable du foncier 165
3.2.3 Gestion intégrée et durable de l'eau 167
3.2.4 Déchets et économie circulaire 171

3.3 BIEN-ÊTRE ET SOLIDARITÉS 177

3.3.1 Santé et sécurité de tous 177
3.3.2 Éthique, conformité et droits humains 183
3.3.3 Égalité, diversité et inclusion 192
3.3.4 Précarité énergétique et innovation sociale 202

3.4 DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE 206

3.4.1 Dialogue et concertation avec les parties prenantes 206
3.4.2 Développement territorial responsable 210
3.4.3 Développement responsable des filières industrielles 220
3.4.4 Numérique responsable 224

3.5 GOUVERNANCE DE LA RSE 226

3.5.1 Politiques Groupe 226
3.5.2 Instances de gouvernance de la RSE 226
3.5.3 Dialogue social 227
3.5.4 Leviers de transformation 229

3.6 MÉTHODOLOGIE 233

3.6.1 Principes 233
3.6.2 Périmètres 2021 233

3.7 NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE 234

3.8 ANNEXES ET RAPPORT DE L'ORGANISME TIERS INDÉPENDANT 235

3.8.1 Contribution aux Objectifs de développement durable de l'ONU 235
3.8.2 Conformité aux meilleurs standards internationaux 236
3.8.3 Précisions sur la taxonomie 237
3.8.4 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière 246

3.9 PLAN DE VIGILANCE 250

3.9.1 L'engagement RSE du groupe EDF et son référentiel devoir de vigilance 250
3.9.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes 252
3.9.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance 252
3.9.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe 253
3.9.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2021 253
3.9.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation 254
3.9.7 Système d'alerte du Groupe 262
3.9.8 Dispositifs de suivi 262

Enjeux et engagements de responsabilité sociétale

En cohérence avec sa raison d'être, 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.

16 enjeux RSE prioritaires

Les enjeux RSE prioritaires du groupe EDF fondent l'action que le Groupe mène en matière de performance ESG [2]. Il s'agit de sujets extra-financiers à enjeu, c'est-à-dire présentant des risques et/ou des opportunités pour le Groupe et ses parties prenantes. Pour les cartographier, EDF s'appuie depuis sept ans sur une analyse de double matérialité. Elle permet d'identifier, sélectionner et hiérarchiser les principaux enjeux extra-financiers, par le croisement du point de vue des parties prenantes externes (clients, investisseurs, agences de notation extra-financière, pouvoirs publics, etc.) avec celui du Groupe.

Face aux évolutions de contexte, la première analyse de double 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, le groupe EDF a formulé sa raison d'être, adoptée par l'Assemblée générale à 99,99 %, et portée dans les statuts de l'entreprise : « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 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 du groupe EDF :

Neutralité carbone et climat

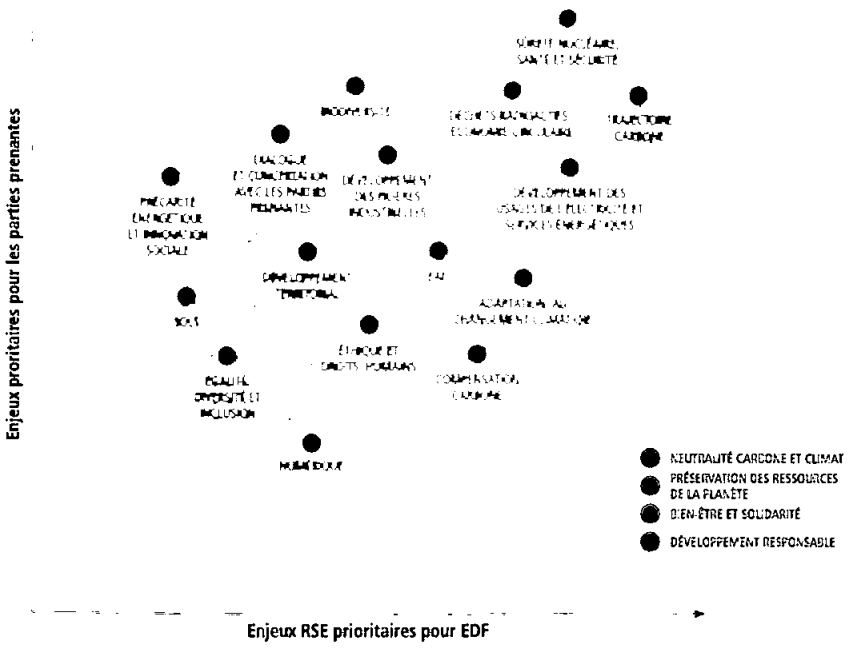
Préservation des ressources de la planète

Bien-être et solidarité

Développement responsable

La matrice de double matérialité du groupe EDF reste inchangée depuis 2020, la formalisation des enjeux RSE prioritaires étant cartographiée comme suit :

▲ 16 enjeux matériels



(1) Concernant la raison d'être du groupe 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 cadre 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.
(5) Au travers des dialogues « Parlons énergie », cf. section 3.4.1.1.2 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe »

Compte tenu de l'importance des enjeux liés à la sûreté nucléaire, hydraulique et aux déchets radioactifs qui sont des enjeux cœur de métier pour le Groupe, leurs descriptions détaillées figurent principalement aux chapitres 1 - Le Groupe, sa stratégie et ses activités et 2 facteurs de risques et cadre de maîtrise de l'URD dans les sections suivantes 1.4.1.2.2 «Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection », 1.4.1.1.2.3 « déchets - aval du cycle », section 2.2 risque 5B « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés » , 5C – « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire », 4E – « Atteinte à la sûreté hydraulique ».

16 engagements RSE

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.

La cartographie page suivante liste ces 16 engagements RSE. Elle indique, pour chacun d'entre eux, les risques extra-financiers correspondants 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 [1].

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 » publié sur le site edf.fr [2].

Méthodologie et lien avec d'autres documents publics

La méthodologie des indicateurs cités dans la déclaration de performance extra-financière (DPEF) est précisée aux sections 3.6 « Méthodologie ».

Le « Pack ESG », document public primé aux Finance Transformation Awards, détaille et regroupe l'ensemble des indicateurs extra-financiers du groupe EDF [3]. Le « rapport Impact [4] » 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.

(1) Pour la méthodologie associée à ces indicateurs, voir la section 3.6 « Méthodologie ».
(2) www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rse/transition-juste-edfgroup_rse_transition-juste-et-inclusive_principes_vf.pdf
(3) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg
(4) www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/2021/impact/edfgroup_impact2021-rapport_vf.pdf

Synthèse des 16 engagements RSE du groupe EDF et les indicateurs de performance associés

Risques extra-financiers majeurs issus de la cartographie des Risques Groupe	Engagements RSE	Contribution aux ODD
NEUTRALITE CARBONE ET CLIMAT		
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques de transition (3B)	Trajectoire carbone ambitieuse	
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques de transition (3B)	Solutions de compensation carbone	
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques physiques (3B)	Adaptation au changement climatique	
Capacité de transformation face aux ruptures - transformation à l'avant (3A)	Developpement des usages de l'électricité et services énergétiques	
PRESERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANETE		
Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (4G)	Biodiversité	
Risques liés à la maîtrise des grands projets - Risque de conflit d'usage dans l'utilisation du foncier (4A) / Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité – Risque de pollution des sols (4G)	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 (4G) / Risque d'adaptation au changement climatique - Risque de conflit usage (3B)	Gestion intégrée et durable de l'eau	
Risques liés à la maîtrise des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires (5B)	Déchets et economie circulaire	
BIEN-ETRE ET SOLIDARITES		
Risque d'atteinte à la sureté nucléaire en exploitation (5C) / Risque d'atteinte à la sûreté hydraulique (4E) / Risque d'atteinte à la sécurité ou à la santé au travail - salariés et prestataires (4C)	Santé et sécurité de tous	
Risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (1E) / Risques liés au devoir de vigilance : Risques liés aux chaînes d'approvisionnement (4B) et à la maîtrise des grands projets (4A)	Ethique, conformité et droits humains	
Risque lié à l'adaptation des compétences des salariés - action de professionnalisation et démarche d'employeur inclusif (3C)	Egalité, diversité et inclusion	
Risque de compensation insuffisante des missions d'intérêt général (1H)	Précarité énergétique et innovations sociales	
DEVELOPPEMENT RESPONSABLE		
Risques liés à la maîtrise des grands projets - dimension concertation parties prenantes et acceptabilité (4A)	Dialogue et concertation avec les parties prenantes	
Risques liés à la continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles - démarche achat responsable (4B) / Risque de maîtrise des grands projet - développement territorial des projets (4A)	Developpement territorial responsable	
Risque de maitrise des grands projet (4A) - Risque lié à l'adaptation des compétences des salariés - action de professionnalisation et démarche d'employeur inclusif (3C) / Risques liés aux compétences de la filière nucléaire et actions de renforcement associées (4B)	Développement des filières industrielles	
Risque lié aux atteintes du patrimoine, notamment attaques cyber (4D)	Numérique responsable	

* *Indicateur calculé à partir d'une moyenne sur les cinq dernières années*
** *Evolution de la méthodologie de calcul de l'indicateur*
√ *Valeur 2021 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés*

Politique, actions, résultats	Indicateur-clé de performance	Périmètre	Unité	Objectif	2019	2020	2021
Section 3.1.1	Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur √	Groupe	gCO_2/kWh	35 en 2030	55	51	
Section 3.1.1.5	Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone	Groupe	%	100 en 2023	-	-	
Section 3.1.3	Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique	Groupe	%	100 en 2022	-	-	
Section 3.1.4	Emissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants	EDF et Dalkia	Mt	> 15 en 2030	-	-	
Section 3.2.1	Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif act4nature international	Groupe	%	100 en 2022	-	44	
Section 3.2.2	Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier	Groupe	%	100 en 2026	-	-	
Section 3.2.3	Intensité Eau : eau consommée/ production électrique du parc √	Groupe	l/kWh	< 0,95 *	0,87	0,87	
Section 3.2.4	Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Groupe	%	> 90	92,4	91,9	
Section 3.3.1	LTIR Global	Groupe	Ind	< 1,8 en 2023	2,4	1,9	**2,1**
Section 3.3.2	Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption	Groupe	%	100 en 2021	61,8	62,5	**71,8**
Section 3.3.3	Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe	Groupe	%	33 en 2026	27,3	28,7	**29,8**
Section 3.3.4	Actions de conseils effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Energie	EDF	Nb	600 000 à 1 000 000	894 260	905 017	**642 482**
Section 3.4.1	Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée**	Groupe	%	100	-	-	
Section 3.4.2	Taux annuel d'achats à des PME en France	EDF et Enedis	%	22 à 26	22,5	23,4	
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	-	-	
Section 3.4.4	Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)	EDF	%	100 en 2024	-	-	

3.1 Neutralité carbone et climat

La mobilisation du Groupe et sa redevabilité sur ses engagements de réduction d'émissions de CO_2

Dans le premier volet de son 6e 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 CO_2 ainsi que les autres gaz à effet de serre ; et à atteindre des émissions nettes nulles de CO_2 anthropique afin de stabiliser l'augmentation de la température mondiale induite par l'homme.

Le groupe EDF reconnaît l'urgence d'agir contre le déréglement 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 CO_2 du Groupe a été validée par *Science Based Targets*. Le groupe EDF a mis en place une gouvernance dédiée, conforme aux meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate related Financial Disclosure* (TCFD) [3].

La stratégie climatique du Groupe, alignée avec CAP 2030, s'accompagne de quatre engagements RSE : une trajectoire carbone ambitieuse, des solutions de compensation carbone, l'adaptation au changement climatique et le développement des usages de l'électricité et de services énergétiques innovants, qui forment le plan de transition climatique du groupe EDF.

(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 serre associées - Rapport spécial du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, octobre 2018*
(3) *Voir aussi le communiqué de presse du groupe EDF du 10 décembre 2020.*

48 gCO$_2$/kWh
INTENSITÉ CARBONE

50 %
TAUX DE DÉPLOIEMENT DU GUIDE DE CADRAGE SUR LES SOLUTIONS DE COMPENSATION CARBONE

47 %
TAUX DE DÉPLOIEMENT DES PLANS D'ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

4,4 Mt
EMISSIONS DE CO$_2$ EVITÉES

3.1.1 Trajectoire carbone du Groupe

EDF, premier producteur mondial d'électricité sans émission de CO_2 directe	Le groupe EDF est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité sans émission de CO_2 directe. Il est un contributeur majeur à la transition énergétique des territoires où il opère. Une étude d'Enerdata [1] montre qu'EDF produit davantage d'électricité nucléaire, hydraulique, éolienne, solaire et géothermique que tout autre électricien dans le monde. Ce sont toutes des sources d'électricité que le GIEC reconnaît comme émettant zéro émission directe de CO_2 pour produire de l'électricité [2].

3.1.1.1 Engagements et politique du Groupe

3.1.1.1.1 L'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050

Le groupe EDF a été l'un des premiers à se fixer, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Cet engagement a été renforcé et précisé en mars 2020. Il se traduit concrètement par :

Neutralité carbone à 2050	Émissions directes : réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050.
	Émissions indirectes : réduction des émissions indirectes aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales.
	Émissions résiduelles : mise en place de projets à émissions négatives afin de compenser les émissions résiduelles du Groupe à cet horizon.

(1) power-producers-ranking.enerdata.net/
(2) C'est-à-dire zéro émission de CO2 d'électricité produite et injectée dans les réseaux électriques, n'incluant pas les émissions liées à la chaîne d'approvisionnement en carburant et au cycle de vie des autres constituants du système de production.

Périmètre : Groupe	Cet engagement couvre les émissions de tous les gaz à effet de serre sur l'ensemble des scopes (1, 2 et 3) et pour toutes les activités du Groupe sur l'ensemble des régions géographiques.

Initiatives Business Ambition for 1.5 degrees	En février 2020, le groupe EDF a rejoint l'initiative *Business Ambition for 1.5 degrees - our only future* lancée par le Pacte Mondial des Nations Unies, *We Mean Business* and *Science Based Target Initiative*. Cette coalition regroupe aujourd'hui plus de 300 entreprises qui s'engagent à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 afin de limiter l'augmentation de la température mondiale à 1,5 °C par rapport à la période préindustrielle.
	Par cet engagement, le groupe EDF s'inscrit également dans l'initiative *Race To Zero* des Nations Unies et intègre la *Climate Ambition Alliance* [1] aux côtés de plus de 120 pays, 450 villes, 45 investisseurs et 1 000 entreprises.

3.1.1.1.2 Des objectifs 2030 reconnus par l'initiative SBTi

En 2020, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scopes 2 et 3). Le 7 décembre 2020, ces objectifs ont été validés comme s'inscrivant dans une trajectoire *Well Below 2 °C* par l'initiative *Science Based Targets* [2] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique et récemment dévoilée [3].

Ainsi le groupe EDF s'engage sur les objectifs 2030 suivants :

Objectifs SBTi à 2030	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.e.* 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).

On trouvera dans la section 3.1.1.2.3 « Synthèse du bilan gaz à effet de serre (GES) du Groupe » et dans la section 3.6 « Méthodologie » les explications détaillées sur la construction de ces objectifs.

En cohérence avec ces objectifs validés par SBTi, le groupe EDF se fixe les objectifs 2030 complémentaires suivants :

Objectifs complémentaires à 2030	25 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2030.
	Réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030.

Avec ces objectifs, le groupe EDF vise à maintenir sa position de *leadership* parmi les électriciens les plus décarbonés au monde. Afin d'atteindre ces objectifs, une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été élaborée pour les trois scopes du groupe EDF. Cette trajectoire passe par un jalon fixé en 2023 qui se traduit par les objectifs intermédiaires suivants :

Objectifs intermédiaires à 2023	28 à 30 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2023 (la fourchette tient notamment compte des incertitudes sur les scénarios post-crise sanitaire).
	Réduction de 23 % 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.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals.
	Réduction de 10 % comparé à 2019 des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals et réduction de 8 % de l'ensemble du scope 3 du Groupe.

Ces objectifs 2023 et 2030 sur les émissions directes et indirectes du Groupe ont été traduits en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et des entités du Groupe (voir la section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »).

3.1.1.1.3 Des objectifs en ligne avec la stratégie SNBC

La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Introduite par la loi de transition énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) de 2015, la SNBC fait l'objet d'un cycle de révision tous les 5 ans. Elle a été révisée en 2019 dans la perspective d'atteindre la neutralité carbone au niveau national en 2050.

Cette section présente une analyse synthétique de la trajectoire carbone du groupe EDF au regard de la SNBCtratégie Nationale Bas Carbone, en conformité avec l'arrêté du 2 novembre 2021 pris en application de l'article 66 de la loi n° 2020-935 du 30 juillet 2020 de finances rectificative pour 2020.

	2023	2030	2050
Objectif SNBC – France hors UTCATF*	- 13 %	- 32 %	- 86 %
Objectif SNBC – Industries de l'énergie	- 23 %	- 34 %	- 96 %
Scénario SNBC – Production d'électricité	- 32 %	- 37 %	- 100 %
Projection d'évolution des émissions directes du groupe EDF au périmètre France	- 34 %	- 45 %	- 100 % (« émissions quasi nulles »)

* *UTCATF : Utilisation des Terres, Changements d'Affection des Terres et Foresterie.*

(1) Alliance créée en septembre 2019 lors du sommet pour l'Action Climat que du Secrétariat Général des Nations Unies par le Président du Chili Sebastián Piñera.
(2) 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.
(3) Setting 1,5 °C aligned science based targets – quick start guide for electric utilities, CDP, juin 2020.

3.1.1.2 Les résultats du Groupe

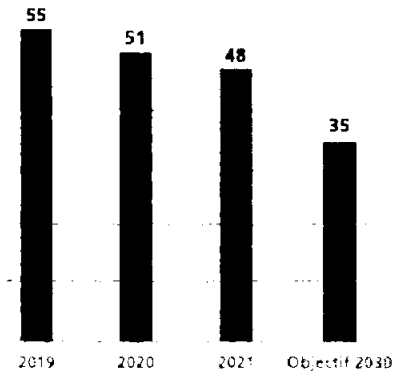
3.1.1.2.1 La performance carbone au service du climat

L'intensité carbone

L'intensité carbone du Groupe constitue l'indicateur clé de performance du Groupe s'agissant de sa trajectoire carbone. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Performance	L'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produite par le groupe EDF continue de baisser en 2021, passant sous le seuil des 50 gCO_2/kWh et atteignant sa plus basse valeur historique, soit 48 gCO_2/kWh. Cela représente une division par deux de l'intensité carbone du Groupe depuis 2015, date de mise en œuvre de la stratégie CAP 2030.
	L'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produite par le groupe EDF est environ cinq fois inférieure à la moyenne européenne (231 gCO_2/kWh (1)) et plus de neuf fois inférieure à la moyenne mondiale (450 gCO_2/kWh (2)).

Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur (en gCO_2/kWh) √



√ Valeur 2021 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.

Si l'on compare avec l'intensité carbone moyenne européenne (France incluse), et en prenant en compte les émissions directes et indirectes, la production d'électricité du groupe EDF en 2021 à l'échelle monde a permis d'éviter 118 $MtCO_2$.

3.1.1.2.2 La performance climat au service de la performance intégrée

EDF prône une performance intégrée conjuguant performance financière et performance RSE. La création de valeur de l'entreprise s'exprime par 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). En deux ans ce ratio a diminué de 28 % sur la base d'un chiffre d'affaires qui s'est accru de 15 %. En 2021, il s'établit à 1 533 tCO_2e par million d'euros de chiffre d'affaires.

Emissions/CA	Unité	2019	2020	2021
Scopes 1,2,3	tCO_2e	152 743 114	134 661 021	129 474 942
Chiffre d'affaires	M€	71 317	69 031	84 461
Scopes 1,2,3/Chiffre d'affaires	tCO_2e/M€	2 142	1 951	1 533

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 2019 à 2021.

Bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF (en $MtCO_2e$)	2019	2020	2021
Émissions du scope 1	33	28	27
Émissions du scope 2	0,3	0,3	0,3
Émissions du scope 3	119	107	102

Le tableau suivant présente les 3 postes du scope 3 les plus significatifs :

Postes significatifs du scope 3 (en $MtCO_2e$)	2019	2020	2021
Émissions des achats d'électricité pour revente aux clients finals (hors émissions amont)	19	18	17
Émissions de combustion du gaz vendu aux clients finals (utilisation des produits vendus)	60	50	45
Émissions des scopes 1 et 2 des actifs mis en équivalence (investissements)	10	10	10

Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.6 « Méthodologie ». Le bilan GES détaillé du groupe EDF est publié sur le site edf.fr (3).

(1) Estimation 2020, EU-27 Agence Européenne de l'Environnement, Greenhouse gas emission intensity of electricity generation by country, Oct. 2021
(2) Valeur 2019. Agence Internationale de l'Energie, Emission Factors 2021, Sept. 2021
(3) edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs

L'empreinte carbone du groupe EDF (ensemble des scopes) continue de diminuer en 2021, avec une baisse de 4 % par rapport à 2020.

La baisse des émissions directes du groupe EDF (scope 1) en 2021 (- 1 % par rapport à 2020) est moins importante que prévu du fait de la sollicitation exceptionnelle du parc thermique d'EDF en fin d'année 2021. Cette sollicitation exceptionnelle résulte de la conjonction d'une faible production éolienne, de l'indisponibilité simultanée de plusieurs réacteurs nucléaires et de prix élevés de l'électricité sur toute la plaque européenne. L'objectif initial d'émissions directes du Groupe comprises entre 28 à 30 $MtCO_2e$ à l'horizon 2023 est toutefois atteint avec deux années d'anticipation. Le Groupe a d'ores et déja engagé une réflexion en vue de revoir sa trajectoire d'émissions à 2030.

La baisse des émissions indirectes du groupe EDF (scope 3) se poursuit en 2021 (- 5 % vs 2020). Cette baisse résulte notamment de la stratégie de réduction des émissions mise en œuvre par le Groupe en Amérique du Nord sur ses activités d'achat et de vente de gaz.

3.1.1.2.4 Les indicateurs SBTi

Le tableau suivant présente l'avancement de la trajectoire du groupe EDF vers l'atteinte de ses objectifs 2030 validés par SBTi :

Indicateurs SBTi	2020	2021	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)	- 26 %	- 28 %	- 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)	- 17 %	- 24 %	- 28 %

La trajectoire de réduction d'émission du groupe EDF (émissions directes et indirectes) est en ligne avec l'atteinte des objectifs 2030 validés par SBTi en décembre 2020.

· 3

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 à serre qu'il s'est fixé (voir la section 3.1.1.1 « Engagements et politique du Groupe »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'action qui s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 [1]. Il est coordonné par le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF (voir la description de la gouvernance climatique dans la section 3.1.3.1 « Organes de gouvernance »).

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses cibles d'émissions sur les trois scopes, sont les suivantes [2] :

FEUILLE DE ROUTE DE LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DIRECTES DE GES DU GROUPE			
Sujet	Action	Section URD	Impact sur la trajectoire de décarbonation*
Fermeture charbon	Plus aucune production électrique à base de charbon en 2030.	3.1.1.3.1	~- 60 %
Substitution du fioul des installations thermiques	Remplacement du fioul des installations thermiques existantes par des combustibles moins carbonés (biomasse liquide et éventuellement gaz) dans le cadre de leur PPE.	3.1.1.3.2	~- 15 %
Verdissement des réseaux de chaleur	Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe : biomasse, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie	3.1.1.3.3	~- 10-15 %
Limitation des émissions du thermique	Application de critères stricts sur le développement de tout nouveau projet de cycle combiné gaz par le Groupe, et réduction de l'appel des moyens existants du fait de la hausse des EnR.	3.1.1.3.5	~- 5-10 %
Émissions de SF6 et de HFC	Actions de maîtrise et de réduction des émissions diffuses de SF6 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	< 1 %
Consommations des installations du Groupe	Maîtrise de la consommation énergétique des installations du Groupe	3.1.1.3.7	< 1 %
Flotte de véhicules du Groupe	Électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100	3.1.1.3.8	< 1 %

** Contribution à la baisse de 25 $MtCO_2e$ entre 2017 et 2030 (réduction de 50 % des émissions du scope 1).*

3.1.1.3.1 Une production électrique à base de charbon qui représente 0,7 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030

Le Groupe concrétise ses engagements en procédant aux fermetures des centrales produisant de l'électricité à partir de charbon.

Depuis une vingtaine d'années, le Groupe a mis en œuvre et accompagné la fermeture du plus grand nombre de tranches charbon et fioul lourd en Europe. Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [3] 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* [4] récemment signé à la COP26.

(1) Voir la section 1.3. « Stratégie du groupe ».
(2) À noter qu'Enedis expérimente également des Groupes Électrogènes zéro émission locale (GE ZEL), 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 CO_2, 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.
(3) poweringpastcoal.org/members.
(4) ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement/.

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

Calendrier des fermetures de tranches	
Cottam (4 unités, 2 000 MWe, Royaume-Uni)	Septembre 2019
Le Havre (580 MWe, France)	Avril 2021
West Burton A (unités 3 et 4, 1 000 MWe, Royaume-Uni)	Septembre 2021
West Burton A (unités 1 et 2, 1 000 MWe, Royaume-Uni)	Septembre 2022
Résultats de la politique de sortie du charbon	
Nombre de tranches charbon mises à l'arrêt depuis 1995	33
Nombre de tranches fioul lourd mises à l'arrêt depuis 1995	15
Capacités de production d'électricité à partir de charbon retirées depuis 1995 *(en GWe)*	10,8
Capacités de production d'électricité à partir de charbon fioul lourd retirées depuis 1995 *(en GWe)*	6,8
Réduction estimée des émissions annuelles *($MtCO_2e$)**	40
Capacités de production d'électricité et de chaleur à partir de charbon en 2021 *(en GWe)*	2,9
Capacités de production d'électricité et de chaleur à partir de charbon en 2022 *(en GWe)*	1,9
Part de la production d'électricité et de chaleur à partir de charbon/production totale en 2021 *(en %)*	0,8

* *Estimation conservative faite en considérant un facteur de charge moyen de 40% pour les centrales charbon et de 10% pour les centrales fioul lourd.*

Plus de 40 MtCO2 de réduction d'émissions de CO2	Cette politique de sortie du charbon (et du fioul lourd) a permis une réduction des émissions annuelles de gaz à effet de serre du secteur électrique européen estimée à plus de 40 $MtCO_2e$.
Un fonctionnement très limité	La production d'électricité et de chaleur à partir de charbon ne représente que 0,8 % de la production totale du groupe EDF en 2021. Ces actifs de production ne sont utilisés qu'en périodes dites « de pointe ». Leur fonctionnement et les émissions associées sont ainsi très limités.
Fermeture à venir de tranches charbon restantes	À compter de septembre 2022, le groupe EDF n'exploitera plus que deux unités charbon en Europe, localisées sur la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique). Dans le cadre de la loi Énergie Climat de 2019, le fonctionnement de ces deux unités sera limité à partir du 1er janvier 2022 par un plafond d'émission annuel, avec un arrêt de fonctionnement au plus tard fin 2026, en fonction des besoins du gestionnaire du réseau électrique RTE. Voir la section 1.4.1.2.2 « Les enjeux de la production thermique ».
Un accompagnement des territoires	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 « Une solidarité renforcée dans le cas de fermetures de centrales ».

3.1.1.3.2 La 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 permettent de faire face à la forte saisonnalité de la consommation électrique, assurent la sécurité d'approvisionnement et pallient l'intermittence des énergies renouvelables dans des systèmes électriques qui ne peuvent avoir recours aux importations en cas de pic de demande ou de défaut de production.

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 moteur existantes de EDF SEI et de EDF PEI, en cohérence avec la PPE des différents territoires.
Arrêt des TAC et moteurs les plus anciens	Arrêt 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 remplacement de la centrale au fioul de Dégrad-des-Cannes qui doit être arrêtée à horizon 2023, un projet de centrale fonctionnant à la biomasse liquide est développé par EDF PEI au Larivot en Guyane [1]. 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 de EDF PEI.
Projets 100 % EnR	Le développement de projets 100 % EnR pour les microréseaux isolés (ex : dans les Communes de l'intérieur en Guyane).

On trouvera dans la section 1.4.4.3 « Systèmes Énergétiques Insulaires » une description plus complète des actions mises en œuvre par EDF dans les îles, comme les actions de maîtrise de l'énergie (ex : chauffe-eau solaires), 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*…).

(1) Par ordonnance n° 2106957 du 27 juillet 2021, le juge des référés du tribunal administratif de la Guyane a suspendu l'exécution de l'arrêté du 22 octobre 2020 portant autorisation environnementale en vue de l'exploitation de la centrale d'EDF-PEI. La procédure est en cours.

3.1.1.3.3 Verdissement des réseaux de chaleur

Le groupe EDF, à travers sa filiale Dalkia, gère plus de 330 réseaux urbains de chaleur et de froid. Il est le *leader* 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 57,7 % [1].

Cet engagement se traduit par le développement de l'utilisation de la biomasse, de la récupération de chaleur fatale, de la géothermie et de la thalassothermie. Pour plusieurs illustrations, voir la section 3.1.4.3 « Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants ».

À l'échelle mondiale, le charbon représente 2,62 % de la production de chaleur de Dalkia en 2021, 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 millions de tonnes de CO_2e en 2021 (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

3.1.1.3.4 Recours aux Power Purchase Agreements (PPA)

Voir la section 3.1.4.2.3 « Une électricité décarbonée à un prix abordable ».

3.1.1.3.5 Thermique décarboné

Les activités gazières représentent une part significative du bilan GES du groupe EDF, 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 (particuliers, entreprises, collectivités).

Le **Chantier CAP 2030 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 ;
- 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, un programme « Thermique décarboné » a été élaboré, pour anticiper au mieux les besoins de la feuille de route : disposer au plus tôt de la technologie éprouvée « Thermique décarboné » à horizon 2030 et permettre l'identification des ressources nécessaires.

Le groupe EDF a défini un ensemble de critères internes en faveur du thermique décarboné permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

Critères transverses

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 la neutralité carbone du Groupe à l'horizon 2050.

Critères additionnels sur la production d'électricité

Pas de développement de nouveau projet gaz (Cycle Combiné Gaz – CCG), sauf 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 CO_2.

Critères additionnels sur la vente de gaz

Le groupe EDF accompagne ses clients gaz 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, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable…).

Le groupe EDF accompagne le développement de la filière biogaz, chaque fois que le modèle économique d'un projet est viable dans la durée. Il intervient principalement à travers sa filiale Dalkia qui opère dans les activités de production, de traitement et de valorisation du biogaz, tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Enfin le groupe EDF travaille en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, de façon à réduire ses émissions de CO_2 mais aussi à rendre plus de services au système électrique.

3.1.1.3.6 La réduction des émissions de SF_6 et de HFC

Les gaz fluorés comme l'hexafluorure de soufre (SF_6) et les hydrofluorocarbures (HFC), utilisés comme fluides réfrigérants, sont de puissants gaz à effet de serre. Leurs émissions en 2021 sont estimées pour l'ensemble du groupe EDF à 148 ktonnes de CO_2e, soit environ 0,5 % 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 SF_6. L'ensemble des métiers du groupe EDF travaille à réduire l'impact carbone des HFC dans la limite des contraintes technologiques.

Réduction des émissions de SF_6

Parc nucléaire existant

Grâce à une politique volontariste, la Division du Parc Nucléaire en France a pu réduire de 85 % ses émissions de SF_6 entre 2008 et 2020 et a mis en place, à partir de 2019, un plan d'actions spécifiques visant à ramener tous ses équipements à leur taux de fuite de conception, soit 1 % par an. Ce taux global était de 1,83 % en 2020 et devrait être inférieur à 1,5 % en 2021, malgré une avarie isolée sur un site en cours d'année (fuite d'environ 210 kg). À noter que les installations situées en bord de rivière affichent un taux moyen de fuite inférieur à 0,4 % alors que les sites en bord de mer pèsent particulièrement sur le bilan des émissions en raison de la corrosion qui affecte les matériels.

Les investissements réalisés par EDF sur les trois dernières années ont permis de diviser par deux les émissions du parc nucléaire, tous sites confondus. EDF déploie différentes innovations technologiques pour y parvenir, notamment des revêtements alternatifs permettant la protection contre la corrosion, mais également des dispositifs novateurs de récupération du SF_6 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.

Ingénierie et Nouveau Nucléaire

Pour la plateforme d'évacuation d'énergie du projet EPR2 [2], il a été retenu une technologie de poste aérien permettant de minimiser les équipements susceptibles de contenir du SF_6. La technologie retenue pour la coupure dépendra des développements et appareils disponibles sur le marché au moment de l'établissement des contrats.

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 que EDF a engagé un programme de R&D (Projet Zéro SF_6) pour suivre et tester les solutions alternatives au SF_6 pour ses installations.

Distribution

Les émissions de SF_6 du gestionnaire de réseau de distribution Enedis sont de l'ordre de 400 kg en 2021. 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 SF_6) pour les tableaux HTA neufs équipant les postes primaires HTB/HTA. Ainsi 120 disjoncteurs à coupure dans le vide ont été installés dans 6 postes sources en 2021. En 2022, environ 1 000 disjoncteurs à coupure dans le vide devraient être installés. Le SF_6 des anciens disjoncteurs est récupéré et régénéré à plus de 90 %, permettant d'éviter la fabrication de gaz neuf. Dans la continuité de ce premier succès, Enedis noue des partenariats avec des fournisseurs pour évaluer des solutions alternatives reposant sur des gaz naturels exempts de toute forme de toxicité pour les postes secondaires.

Réduction des émissions de HFC

Les HFC sont utilisés comme fluides réfrigérants dans les groupes froids industriels et les climatisations tertiaires. Leur utilisation s'est développée dans le monde à

(1) Donnée 2020, donnée 2021 non disponible à la date de publication de ce document.
(2) Voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire ».

partir des années 80, comme alternative aux chlorofluorocarbures (CFC) et aux HFC dont l'utilisation a été interdite par le Protocole de Montréal (1987) en raison de leur action destructrice sur la couche d'ozone stratosphérique. Les émissions de HFC dans l'atmosphère résultent de fuites susceptibles de se produire durant tout le cycle de vie de ces produits.

La principale méthode pour réduire ces rejets de gaz à effet de serre est de recourir à des fluides frigorigènes présentant des pouvoirs de réchauffement planétaire (PRP) plus faibles, en cohérence avec les objectifs de la réglementation européenne qui vise une réduction de 79 % des volumes de HFC (en CO_2e) présents sur le marché d'ici 2030 par rapport à 2015.

Aujourd'hui, les fluides frigorigènes les plus utilisés sur le parc de production EDF (près de 95 %) présentent un PRP de 1 430, mais 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).

3.1.1.3.7 Consommations des installations du Groupe

Voir la section 3.2.4.3.3 « Optimiser les consommations internes ».

3.1.1.3.8 Flotte de véhicules du Groupe

Voir la section 3.1.4.3.6 « Des solutions de décarbonation pour le transport ».

3.1.1.3.9 Déplacements des collaborateurs

Voir la section 3.2.4.3.3 « Optimiser les consommations internes ».

3.1.1.4 Feuille de route de hausse de la production décarbonée du Groupe

Afin d'atteindre les objectifs de hausse de la production décarbonée qu'il s'est fixés (voir la section 3.1.1.1 « Engagements et politiques du Groupe »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'actions qui s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 [1]. Il est coordonné par le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF (voir la description de la gouvernance climatique dans la section 3.1.3.1 « 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 CO_2. Le mix de production d'électricité du Groupe en 2021 est composé à 78,2 % de nucléaire, 8,8 % d'hydraulique, 4,0 % d'autres EnR, 7,3 % de gaz, 1,0 % de fioul et 0,7 % de charbon [2] (voir la section 1.1 « Chiffres clés »).

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 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 DECARBONEE 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
EPR	Mise en service de 5 EPR d'ici 2030 (FA3, HPC et T5H) et engagement de nouveaux EPR2 et d'un SMR	3.1.1.4.3
Développement des EnR	Doublement des capacités installées en énergie renouvelables, y compris hydraulique, entre 2015 et 2030, pour atteindre 60 GW nets en 2030	3.1.1.4.4
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	3.1.4.1.5

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 25 % des investissements industriels du secteur électrique [3].

En 2021, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2020) dont 50 % d'investissements dans le secteur nucléaire (51% en 2020). Par ailleurs les investissements du Groupe alignés avec la taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2021 sont de 40 % (43% au 31 décembre 2020 selon la méthode définie sur la base du rapport TEG de mars 2020) incluant notamment les investissements dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien) et dans certains services énergétiques (voir la note 20.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et la section 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie »).

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 doublement des capacités EnR installées entre 2014 et 2030

Le groupe EDF est aujourd'hui le plus important producteur d'énergie renouvelable en Europe [4], avec une production mondiale en 2021 de 67,1 TWh d'électricité et de 7,3 TWh de chaleur renouvelable *via* l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire photovoltaïque et d'autres énergies renouvelables.

Dans le cadre de sa stratégie CAP 2030, il s'est fixé l'objectif de plus que doubler sa capacité renouvelable nette installée entre 2014 et 2030, de façon à la porter à 60 GWe en 2030. En 2021, la capacité renouvelable nette installée du Groupe est de 34,8 GWe.

	Objectif à 2030	2019	2020	2021
Capacité renouvelable nette installée *(en GWe)*	60	32	33	35

Le groupe EDF a été classé parmi les dix acteurs mondiaux les plus « verts » et parmi les cinq acteurs européens les plus dynamiques en matière de développement des énergies renouvelables [5] (se reporter notamment à la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »).

(1) Voir la section 1.3 « Stratégie du Groupe ».
(2) En données consolidées.
(3) 7e baromètre financier des énergéticiens européens « Watt's Next Corsel », juin 2021 (wattsnext.fr).
(4) Changement climatique et Électricité, Facteur carbone européen, Comparaison des émissions de CO_2 des principaux électriciens européens, PWC, Octobre 2021.
(5) Energy Intelligence, Green utilities report, 2019 (www.energyintel.com).

3.1.1.4.5 Flexibilité et gestion de l'intermittence

Voir la section 3.1.4.2.2 « Une meilleure gestion de l'intermittence, de la flexibilité et développement du stockage ».

3.1.1.5 Feuille de route de réduction des émissions indirectes de GES du Groupe

Theme	Action	Section URD	Impact sur la trajectoire de décarbonation*
Émissions des achats d'électricité pour revente aux clients finals	Verdissement (recours à des *Power Purchase Agreement* en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finals dans les pays dont l'électricité présente une forte intensité carbone	3.1.4.2.3	~- 15 %
Émissions de combustion du gaz vendu aux clients finals (hors utilisation des produits vendus)	Accompagnement des clients gaz 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	3.1.4	~- 60 %
Déplacements des collaborateurs	Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre notamment de la politique de voyages du Groupe	3.2.4.3.3	< 1 %
Investissements	Désinvestissement des actifs de production carbonée non contrôlés		~- 25 %

**Contribution à l'atteinte de l'objectif de réduction de 28 % des émissions du scope 3 entre 2019 et 2030.*

3.1.1.6 Usage de solutions à émissions négatives

3.1.1.6.1 Politique

Pour le groupe EDF, le recours à la compensation carbone constitue l'étape ultime d'une démarche d'atteinte de la neutralité, dans une logique de séquence « Éviter-Réduire-Compenser ». En aucun cas elle ne doit 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 compenser 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 CO_2 (BECCS), ou de solutions naturelles, comme la séquestration de carbone dans les forêts et dans les sols.

En conformité avec les règles de compatibilité carbone en vigueur [1], les crédits d'émissions issues de la compensation carbone ne sont pas déduits du bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF et font l'objet d'une comptabilisation séparée.

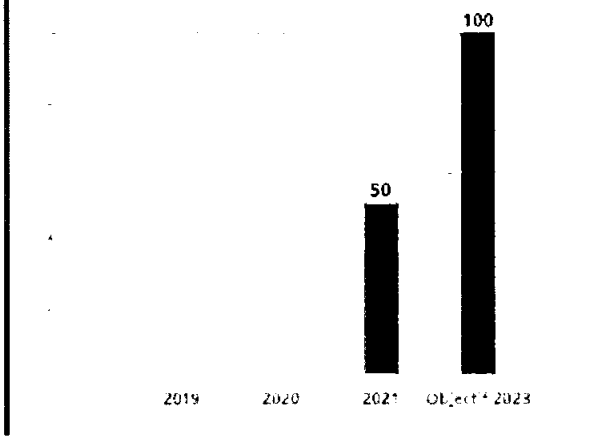
3.1.1.6.2 Indicateur clé de performance du Groupe

EDF travaille avec SBTi sur la méthodologie permettant d'aligner l'indicateur de performance avec la méthodologie SB.

Dans l'attente, la Direction du Développement Durable a finalisé une note d'application à destination de toutes les entités du Groupe qui a pour objectif de définir les principes de gouvernance du groupe EDF en matière de compensation et plus précisément de rachats de crédit carbone. Elle définit également le mode de *reporting* des entités ayant recours aux pratiques de compensation (*Reporting on Sustainable Development Committee* [2]).

Le Groupe a décidé d'avoir recours à un « KPI transitoire » entre fin 2021 et fin 2022 : le taux de déploiement du guide de cadrage des solutions de compensation carbone au sein des entités du Groupe [3]. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone (en %)



(1) *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*, WRI-WBCSD, 2015.
(2) Voir la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE ».
(3) Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir section 3.6 « Méthodologie ».

3.1.1.6.3 Recherche et développement

Le R&D appuie la stratégie du Groupe en matière de contribution à la neutralité carbone d'ici 2050. Elle effectue une veille active sur les technologies à émissions négatives en explorant plus particulièrement les solutions suivantes :

Captage et stockage de CO_2

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. Ce démonstrateur d'un coût de 22 millions d'euros (co-financé à 25 % par l'ADEME) a capté 1 900 tonnes de CO_2. Il a permis de caractériser la faisabilité technico-économique de plusieurs procédés. Une alternative au stockage est la valorisation du dioxyde de carbone capté sous une forme chimique différente (carburants, matériaux). Appliqué à de la bioénergie (considérée comme neutre en CO_2), la CCS devient un moyen de générer des émissions négatives de CO_2 (BECCS) et pourrait jouer un rôle important d'ici 2050. La R&D du groupe EDF a engagé des actions pour adapter ces technologies de captage à des procédés industriels d'autres secteurs.

Direct Air Capture

Les technologies de captage du CO_2 de l'atmosphère (DAC pour *Direct Air Capture*) sont encore au stade de l'expérimentation. EDF au Royaume-Uni a publié en novembre 2020 un appel à manifestation d'intérêt pour la mise en place d'un démonstrateur de captage direct du CO_2 dans l'air sur le site du projet de centrale nucléaire de Sizewell C.

Solutions fondées sur la nature

Ces pratiques, comme 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. Or, 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).

La R&D du groupe EDF travaille à évaluer d'une part le potentiel du foncier du Groupe pour stocker du carbone, d'autre part la réalité temporelle et additionnelle des actions de compensation et enfin les synergies et potentielles contradictions de la compensation carbone avec les autres services écosystémiques, dont la préservation de la biodiversité.

3.1.2 Adaptation au changement climatique

Le déréglement climatique auquel nous assistons est sans précédent à une échelle de temps aussi courte. La température moyenne de la planète a déjà augmenté de 1,1 °C depuis 1750 [1]. Ce réchauffement va de pair avec une hausse du niveau de la mer, une augmentation variable selon des régions du monde de la fréquence et de la gravité des catastrophes naturelles et participe à une érosion de la biodiversité à l'échelle mondiale. Le risque climatique est une réalité déjà tangible dont les effets vont s'accentuer dans les prochaines années.

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 climatiques. 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, conduisant à la résilience du système considéré, et de tirer parti des éventuels effets bénéfiques et des 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. Cependant force est de constater que, faute d'indicateurs simples et partagés, le cadre réglementaire de l'adaptation au changement climatique est aujourd'hui sensiblement moins développé que celui pour l'atténuation. Avec son Plan national d'adaptation au changement climatique [2], la France est l'un des pays les plus avancés en matière de planification de l'adaptation au changement climatique. La France vise une adaptation effective dès le milieu du XXI[e] siècle à un climat régional en métropole et dans les outre-mer cohérent avec une hausse de température de + 1,5 à 2 °C au niveau mondial par rapport au XIX[e] siècle. Ce plan ne fixe cependant pas d'exigence réglementaire directement applicable aux entreprises.

C'est donc dans une approche proactive et responsable que le groupe EDF s'est fixé un ensemble d'engagements intégrés dans la Politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) du Groupe. Aux termes de cette politique, le groupe EDF s'engage à :

Engagements du groupe EDF	• 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 déréglement 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.

Il est important de noter que les actions d'adaptation et celles d'atténuation sont toutes deux indispensables et complémentaires : la première action d'adaptation du groupe EDF au changement climatique est certainement celle consistant à œuvrer pour produire de l'électricité et de la chaleur sans émettre de gaz à effet de serre.

(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) Plan National d'Adaptation au Changement Climatique pour la période 2018-2022, dit PNACC-2.

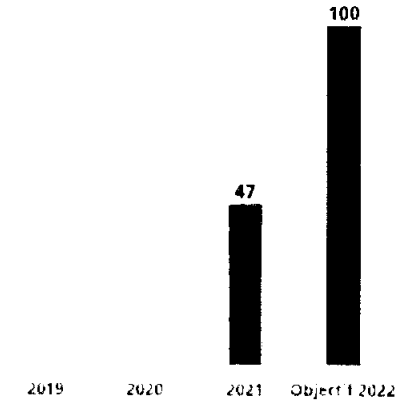
3.1.2.2 Indicateur clé de performance

Au-delà des actions prioritaires engagées de longue date par le Groupe, le taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique vise à garantir 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[1] de produire un plan d'adaptation par approche qualitative et/ou quantitative, à intégrer dans le système de *management* environnemental à échéance fin 2022.

Pour la méthodologie associée à cet indicateur clé de performance, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique au sein des entités concernées (en %)



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 en priorité les ouvrages de production dont la durée de vie est supérieure à 40 ans, comme les centrales nucléaires et les barrages hydrauliques. Toutes les entités du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques (physiques et de transition) dans l'élaboration de leur cartographie des risques[2].

3.1.2.4 Un service climatique interne unique parmi les grands électriciens

Dès la publication du premier rapport du GIEC en 1990, le groupe EDF a fait le choix de développer en interne une compétence sur les enjeux climatiques, en collaboration avec des organisations de référence comme Météo France.

Le service climatique d'EDF R&D joue le rôle de passerelle entre la science climatique et les métiers du groupe EDF. Il 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, EDF considère systématiquement le scénario GIEC le plus pénalisant, c'est-à-dire actuellement le RCP 8.5.

Le groupe EDF dispose d'une équipe d'une quinzaine de chercheurs permanents travaillant sur l'estimation des conséquences du dérèglement climatique sur le parc de production existant et à venir (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, etc.), sur l'évolution du productible à partir d'énergies renouvelables et sur l'évolution de la demande en énergie. Le Groupe a développé un centre opérationnel de surveillance des phénomènes météorologiques et de prévision de leur incidence sur les sources de prélèvement d'eau.

3.1.2.5 Le projet ADAPT de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT)

Piloté par la DPNT, le programme ADAPT vise à analyser en profondeur le niveau d'adaptation du parc nucléaire existant au dérèglement climatique. Il s'agit d'identifier des fragilités potentielles et proposer un plan d'actions associé. L'analyse va au-delà du travail d'ingénierie pour tenir compte du caractère systémique et évolutif des conséquences du dérèglement climatique.

Chooz 2050	Le programme ADAPT a lancé Chooz 2050 sur la base d'une étude détaillée d'un site notamment choisi pour sa durée de vie (2050) et les questions liées à l'eau. Cette étude permet une analyse grandeur nature de l'ensemble des dimensions du projet : des installations industrielles aux écosystèmes contractuels et non contractuels. ADAPT travaille sur les questions liées à l'habitabilité de la planète, la problématique de l'eau, de la température, de l'énergie, de l'agriculture, des transports, de l'industrie, dans une dimension écosystémique complexe. Chooz 2050 va produire une « monographie climatique » qui pourra être utilisée comme outil d'aide à la décision pour préparer les stratégies d'adaptation du territoire.

(1) DPN, EDF Hydro, SEI, EDF UK, Dalkia, Luminus, Edison, Framatome, DIPNN, EDF-R, CTEO
(2) Voir la section 3.1.3.2.2 « L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique ».

3.1.2.6 Les phénomènes extrêmes et le passage de l'été

Les enseignements de la crise de 2003

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 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.

Le plan « Grand chaud » et le dimensionnement des centrales

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 toutes été dimensionnées en intégrant les scénarios climatiques les plus récents, conduisant notamment à revoir les hypothèses initiales de hausse du niveau des mers.

Les résultats

Compte tenu des températures estivales et de la pluviométrie, les débits des cours d'eau ont été suffisants en 2021. Il n'y a pas eu de pertes de production pour respecter la réglementation relative à la température et à l'échauffement des fleuves ou pour respecter les débits minimums des fleuves.

3.1.2.7 Adaptation des ouvrages hydrauliques

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes et aux risques liés à l'afflux massif d'eau dans les réservoirs, le groupe EDF met en place les actions suivantes :

Réévaluation des débits de crues extrêmes	Réévaluation régulière des débits de crues extrêmes afin de s'assurer du maintien de la capacité des ouvrages à évacuer ces crues.
Technologie Piano Key Weir	Développement et installation sur 9 de ses ouvrages hydrauliques d'une technologie innovante dite *Piano Key Weir* (PKWeir) qui permet de déverser une quantité d'eau bien plus importante, sans pour autant augmenter les dimensions du barrage.
Chantiers d'adaptation	• Recalibrage de l'évacuateur de crue du barrage de Lanoux (Pyrénées-Orientales). • Rehausse de la crête du barrage de Rête en Vallée d'Aston (Ariège). • Recalibrage d'évacuateurs de crue sur les barrages de La Palisse sur la Loire (département de l'Ardèche) avec surélévation des culées et renforcement du tapis de réception aval ; Remontée de plusieurs mètres de la prise d'eau de l'ouvrage les Bois dans le massif du Mont-Blanc afin de prendre en compte et d'anticiper le recul de la Mer de Glace, le plus grand glacier français.

3.1.2.8 Adaptation des réseaux de distribution

Enedis travaille à réduire la vulnérabilité de ses réseaux, expérimente des groupes électrogènes zéro émissions locales et a crée une Force d'Intervention Rapide.

Réduction de la vulnérabilité des réseaux	Enedis travaille à 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 2021, 2 341 km de réseaux HTA aériens et 3 588 km de réseaux BT aériens nus ont été déposés. Dans les territoires insulaires, 95 % des nouveaux réseaux sont construits en sous-terrain.
Force d'Intervention Rapide de l'électricité (FIRE)	Enedis a créé 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.
	2021 a été marqué par la tempête « Aurore » ainsi que plusieurs épisodes orageux et neigeux maîtrisés rapidement. La FIRE est intervenue à 5 reprises en 2021.

3.1.3 Gouvernance climatique d'EDF

3.1.3.1 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.

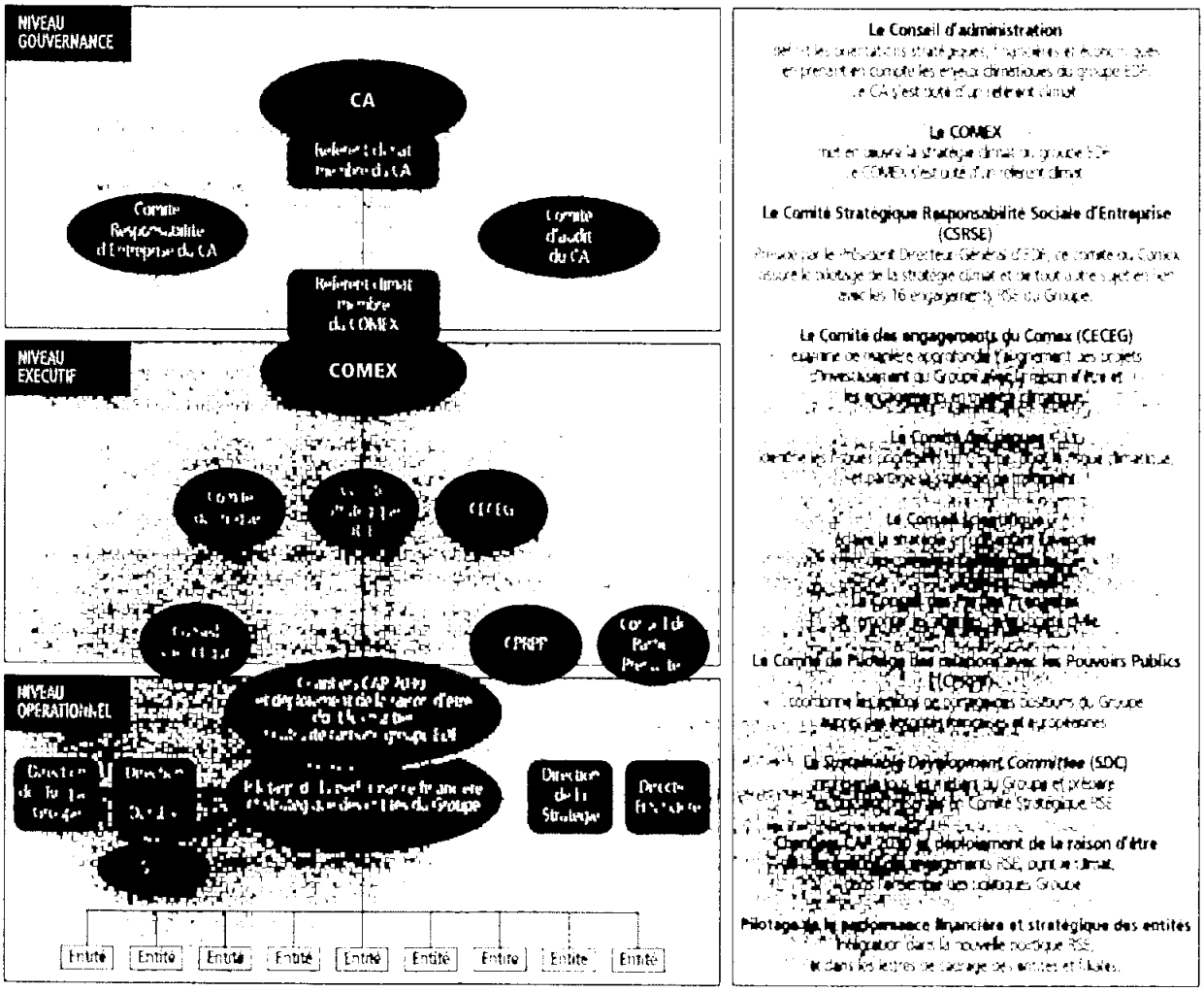
3.1.3.1.1 Une gouvernance récemment renforcée

Pour renforcer sa gouvernance climat, et en ligne avec les meilleurs standards de la TCFD, le groupe EDF s'est doté fin 2020 de Référents Climat au sein de son Comité exécutif et de son Conseil d'administration[2] :

Référent Climat COMEX	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. A ce titre, il présente l'ambition de neutralité carbone du Groupe au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration et au Conseil lui-même.
Référent Climat Conseil d'administration	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.

(1) Dans la suite des tempêtes de 1999.
(2) Voir aussi le communiqué de presse du groupe EDF du 10 décembre 2020.

3.1.3.1.2 Cartographie de la gouvernance climatique



3.1.3.2 Mise en œuvre des recommandations de la Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)

3.1.3.2.1 Le groupe EDF et la TCFD

« 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].

Reporting TCFD

Les recommandations de la TCFD [2] présentent 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.

Alignement du groupe EDF

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 :

(1) fsb-tcfd.org/tcfd-supporters.
(2) 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	Section 3.1.3.1.1
b) Rôle de la Direction dans la gouvernance climatique de l'entreprise	Section 3.1.3.1.1
Stratégie	
a) Description des risques climatiques et opportunités à court, moyen et long terme	Sections 3.1.3.2.2 et 2.2.3
b) Intégration des risques et opportunités dans le modèle économique, la stratégie et les investissements de l'entreprise	Section 3.1
c) Évaluation de la résilience de l'entreprise aux risques climatiques en prenant en compte différents scénarii climatiques	Section 3.1.3.2.3
Gestion des risques	
a) Processus d'identification et d'évaluation des risques climatiques	Section 3.1.3.2.2 Sections 2.1 et 2.2.3
b) Processus de gestion des risques climatiques	Sections 3.1.2 et 3.1.3.2 Sections 2.1 et 2.2.3
c) Intégration dans le processus de gestion des risques de l'entreprise	Section 2.1
Indicateurs et objectifs	
a) Indicateurs financiers et non financiers utilisés dans le cadre de la stratégie climatique de l'entreprise	Section 3.1.3.3 Section 3.6
b) Bilan des émissions de gaz à effet de serre des scopes 1 et 2 et, si approprié, du scope 3	Section 3.1.1.2.4
c) Objectifs climatiques de l'entreprise et résultats atteints dans la poursuite de ces objectifs	Sections 3.1.1.1 et 3.1.1.2 Sections 3.1.2.1 et 3.2.2.2

Notation extra-financière

Le groupe EDF répond chaque année aux questionnaires des agences de notation extra-financière spécialisées dans l'analyse des stratégies des entreprises en matière de lutte contre le changement climatique. L'ensemble des résultats obtenus par le groupe EDF pour le *reporting* au titre de l'année 2021 figure en section 3.7 « Notation extra-financière ».

3.1.3.2.2 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 (1).

Les risques physiques du groupe EDF

Catégorie de risque	Description	Impacts potentiels 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 metiers : 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) Ces risques figurent également en section 2.2.3 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » facteur de risque 3B « adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition ».

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 – marché	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 *small modular reactors*, 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 (*Green Bonds*, prêts à impact).
	Actifs échoués	Risque d'actifs thermiques échoués suite à des évolutions réglementaires ou à l'augmentation du prix du carbone.

3.1.3.2.3 L'approche par scénarios pour vérifier la résilience de l'entreprise

La scénarisation des risques de transition

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a montré que l'atteinte de la neutralité carbone au niveau mondial passe par un accroissement de l'électrification des usages, associé à une accélération de la décarbonation de l'électricité. Dans tous les scénarios compatibles avec l'Accord de Paris [1], la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale devrait au moins doubler d'ici 2050 (20 % en 2020) et devenir de très loin le premier vecteur énergétique mondial. L'AIE anticipe un doublement à 2050 de la consommation électrique finale mondiale alors même que la demande en énergie finale diminue du fait du développement de l'efficacité énergétique et de changements comportementaux.

Un profil atypique

Le groupe EDF présente un profil atypique d'exposition aux risques de transition, comparé à la plupart des autres énergéticiens dans le monde. Pour le groupe EDF, premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2, le renforcement des politiques visant à contribuer à atteindre la neutralité carbone ou la hausse des prix du marché de gaz à effet de serre européen constituent de puissantes opportunités de valorisation de ses atouts.

L'utilisation de scénarios

Des scénarios à moyen ou long terme, au périmètre national ou européen	Pour évaluer les risques de transition (juridiques, technologiques, de marché, de réputation), le groupe EDF utilise des scénarios à horizon moyen terme (2030 – 2050), sur des périmètres nationaux. C'est le cas de la Stratégie Nationale bas Carbone française (2020) ou du bilan prévisionnel « Futurs Énergétiques 2050 » de RTE (2021).
	Le Groupe utilise également des scénarios à l'échelle européenne, par exemple la stratégie long terme de l'Union européenne (2018) ou l'étude sectorielle *Decarbonisation Pathways* pilotée par Eurelectric.
	Ces scénarios sont cohérents avec les ambitions de l'Accord de Paris. Ils prennent en compte les variables clés suivantes comme données d'entrée : produit intérieur brut, prix des matières premières (charbon, gaz, fioul), demande d'électricité, prix du CO_2, interconnexion électrique entre les pays, coût actualisé de l'énergie des différentes technologies (renouvelables, nucléaire, gaz, CCUS), développement de la mobilité électrique et de l'hydrogène.

Des décisions stratégiques pour couvrir les risques de transition

L'analyse des risques de transition vers une économie neutre en carbone a conduit le groupe EDF à prendre des décisions stratégiques pour maintenir et développer son leadership d'électricien bas carbone : Atteinte du zéro émission nette d'ici 2050 sur tous les périmètres d'émission de gaz à effet de serre, sortie de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, ambition 60 GW pour les renouvelables à 2030, grand carénage pour prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes, lancement du plan solaire, du plan stockage, du plan Mobilité Électrique du Groupe, création d'EDF Pulse Croissance, création d'Hynamics, etc.

(1) *Scénarios Sustainable Development* (SDS) et Net Zero 2050 (NZE), AIE World Energy Outlook 2021

3.1.3.2.4 L'utilisation d'un prix du carbone pour orienter les investissements

Les projets d'investissement du groupe EDF sont passés au crible de sa stratégie CAP 2030 et de son engagement de contribuer à atteindre la neutralité carbone 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) 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 et les trajectoires de prix du carbone associées 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. Dans sa réponse au questionnaire du CDP 2021, EDF indique, à titre d'exemple, que la fourchette de prix du carbone actuellement retenue dans ses scénarios est de 47€/t CO_2 en 2020 à 150 €/t CO_2 l'horizon 2040.

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.

3.1.3.3 La finance au service de la décarbonation

3.1.3.3.1 Alignement avec la taxonomie européenne

Pour un développement complet, voir les sections 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie » et 3.1.1.2.3 « La performance climat au service de la performance intégrée ».

3.1.3.3.2 Recours aux Green Bonds (obligations vertes)

Pour un développement complet, voir la section 6.7 de l'URD.

3.1.3.3.3 Plus de 9 milliards d'euros de lignes de crédit indexées sur les indicateurs ESG du Groupe

72% des lignes de crédit sont indexées sur les indicateurs ESG soit un total de 9,3 milliards d'euros sur 13 milliards d'euros au 31 décembre 2021.

3.1.3.4 Engagement en faveur de politiques climatiques ambitieuses

Le groupe EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation réelle de l'économie.

3.1.3.4.1 Au niveau national

Le groupe EDF œuvre à l'accélération de la transition énergétique française et à l'arrêt de l'utilisation des énergies fossiles. EDF est notamment membre de l'Union Française de l'Électricité (UFE) qui, dans son livre blanc [1] « Une transition énergétique au service des Français », présente un ensemble de réformes pour préparer l'avenir du système énergétique vers le « zéro émission », comme par exemple l'introduction de critères d'empreinte carbone et de localisation dans les choix d'investissement (appels d'offres).

EDF n'est pas membre du MEDEF, mais s'est joint, en août 2019, à l'initiative du MEDEF « Les entreprises françaises s'engagent pour le climat » [2].

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 a suivi avec intérêt les travaux de la Convention Citoyenne pour le Climat et s'est félicité de la prise en compte de nombre de leurs propositions dans la loi Climat Résilience du 22 août 2021.

EDF est engagé dans les travaux d'élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) qui ont débuté en 2021 et qui devront aboutir pour le premier semestre 2024. La SFEC, qui intègre notamment la révision de la Stratégie Nationale Bas Carbone et du Plan National d'Adaptation au changement climatique, constituera 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.

3.1.3.4.2 Au niveau européen

Le groupe 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 du groupe 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 l'ensemble des parties prenantes, y compris par les Organisations Non Gouvernementales (ONG). Ainsi InfluenceMap [3] classe régulièrement le groupe EDF comme l'une des entreprises promouvant le plus activement les enjeux climatiques dans les négociations européennes [4]. EDF agit dans le cadre d'un lobbying transparent et responsable (voir la section 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains »).

Le groupe EDF soutient pleinement le Green Deal européen

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF, a été élu Président d'Eurelectric en mai 2021. Au cours de sa Présidence, Jean-Bernard Lévy prévoit d'axer son mandat autour de quatre piliers : promouvoir le *Green Deal* comme une opportunité sociale, industrielle et stratégique pour tous les Européens ; 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.

EDF intègre la A-list d'InfluenceMap	InfluenceMap est une ONG partenaire de Climate Action 100+, initiative qui représente des investisseurs responsables pour plus de 55 000 milliards de dollars d'actifs sous gestion et qui engage les entreprises à s'investir dans le changement climatique. Le 15 octobre 2021, InfluenceMap a publié une liste de quinze *leaders* du lobbying en faveur de l'action climatique, parmi 350 entreprises. Le groupe EDF intègre cette *A-list*, notamment reconnu pour son « engagement élevé sur une gamme de volets politiques clés ».

(1) ufe-electricite.fr/transition-energetique-au-service-des-francais
(2) medef.com/fr/communique-de-presse/article/french-business-climate-pledge-les-entreprises-francaises-engagees-pour-le-climat
(3) influencemap.org
(4) Les rapports d'activité de la Direction des Affaires européennes EDF sont accessibles en ligne : www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/rapports

3.1.3.4.3 Au niveau international

Le groupe EDF, en tant que premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2, fait partie des acteurs non étatiques de premier plan dans les discussions internationales sur le changement climatique.

Race To Zero	Le groupe EDF, en rejoignant en février 2020 l'initiative *Business Ambition for 1.5 degrees : our only future* fait partie du mouvement *Race To Zero* [1] des Nations Unies, la plus grande alliance jamais créée, qui vise à atteindre un niveau d'émissions de carbone net zéro d'ici 2050 au plus tard. (voir la section 3.1.1.1.1 « L'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050 »).
Lettre ouverte aux cadres dirigeants du G20	Le groupe EDF fait partie de la coalition [2] de 778 entreprises menées par *We Mean Business* et appelant les leaders du G20, à l'occasion de leur réunion à Rome en octobre 2021, à relever leurs ambitions climatiques à travers les actions suivantes : l'alignement des contributions déterminées au niveau national dans le cadre de l'Accord de Paris sur un objectif de réduction des émissions d'au moins 50 % d'ici 2030 ; la suppression des subventions aux énergies fossiles d'ici 2025 ; le soutien à l'électrification des transports ; l'alignement des dépenses de relance sur une trajectoire de 1,5 °C.
Pour la sortie du charbon	Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [3] 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. En 2021, le groupe EDF a apporté son soutien au *Global Coal to Clean Power Transition Statement* [4] lancé par la présidence britannique de la COP26 et déjà signé par 23 pays.
Pour un juste prix du carbone	EDF est partenaire de l'initiative *Carbon Pricing Leadership Group* (CPLC) qui rassemble entreprises, gouvernements, universitaires et ONG pour promouvoir le prix du carbone comme outil de décarbonation de l'économie mondiale. Lors du *Climate Action Summit* organisé par le Secrétaire Général des Nations Unies en septembre 2019, le groupe EDF a signé l'appel du CPLC. Il préconise un prix de la tonne de carbone de 40 dollars à 80 dollars d'ici 2020 et de 50 dollars à 100 dollars d'ici 2030, en ligne avec le rapport Stern-Stiglitz de 2017, afin de permettre aux pays de respecter l'Accord de Paris.
EDF à la COP26	La COP26, qui s'est tenue à Glasgow du 1er au 13 novembre 2021, était un événement majeur de l'agenda climatique international puisque les parties à l'Accord de Paris étaient invitées à réviser leur contribution déterminée au niveau national soumise en 2015. Le groupe EDF a pu suivre les négociations sur place et a participé à une dizaine d'événements organisés dans la zone soumise à accréditation, notamment sur l'apport des innovations dans le nucléaire pour renforcer les complémentarités avec les énergies renouvelables et atteindre les objectifs de l'accord de Paris, la contribution des entreprises à l'atteinte de la neutralité carbone planétaire, la mobilisation des citoyens et des salariés dans la transition écologique, la mobilité électrique et l'accès à l'énergie.

3.1.3.4.4 Agir de manière cohérente auprès des parties prenantes externes

Le groupe 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 1er novembre 2020.

Élaboration et validation des positions du Groupe	Toutes les positions clés du Groupe sur les sujets climatiques font l'objet d'une validation par le Comité de Pilotage des Relations avec les Pouvoirs Publics. Ce Comité, co-présidé 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.

3.1.3.4.5 Sensibiliser et informer la société civile

Voir la section 3.5.4.8 « Communication responsable ».

3.1.3.5 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 [5], la rémunération et l'intelligence collective.

3.1.3.5.1 Rémunération liée à la lutte contre le changement climatique

Bonus des cadres dirigeants 2021	Le critère climat retenu est l'intensité carbone [6] de la production d'électricité et de chaleur du Groupe, à hauteur de 30 % de la part Groupe [7]. Voir la section 3.5.4.6 « RSE et rémunération des cadres dirigeants ».
Accord d'intéressement des salariés	L'accord d'intéressement pour 2021 signé entre la direction d'EDF et les partenaires sociaux intègre, en plus de critères métiers et santé-sécurité, un critère climat sur l'électrification de la flotte de véhicules EV100. Voir la section 3.3.3 « Rémunération ».

(1) racetozero.unfccc.int
(2) wemeanbusinesscoalition.org/g20-2021-french/
(3) poweringpastcoal.org/members
(4) ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement
(5) Voir la section 3.3.3.6.5 « Le développement des compétences en matière de développement durable ».
(6) Voir la section 3.1.1.2.2 « La performance carbone au service du climat ».
(7) Comprend EDF, Edison, EDF au Royaume-Uni et Luminus.

3.1.3.5.2 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.

Le « Passeport neutralité carbone »

Au travers du programme interne « Combattre le CO_2, 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 ou encore du numérique.

Passeports neutralité carbone	2021
Nombre de passeports obtenus	33 992
Nombre de défis relevés	68 773

La « Fresque du climat »

Le groupe EDF s'est engagé à sensibiliser tous ses 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) [1]. En raison de la crise sanitaire, l'essentiel du déploiement initial a été réalisé sous forme digitale avant que les sessions ne reprennent progressivement en mode présentiel au gré des différentes vagues de la crise. Les retours d'expérience montrent que cette modalité est nettement plébiscitée par les participants. À l'écoute de ses salariés, le Groupe choisit donc de privilégier le mode présentiel et ajuste en conséquence le rythme du déploiement.

Fresque du climat	Objectif	2020	2021
Nombre de salariés ayant participé à la Fresque du Climat	167 157*	3 200	22 000
Nombre de salariés animateurs de la Fresque du Climat		170	780
Nombre de sessions		330	3 500

* *Effectif Groupe à fin 2021 ; voir la section 3.3.3.9 « Détail des effectifs du Groupe ».*

Temps fort 2021	
	Le Président-Directeur Général a participé à un atelier de la Fresque du Climat le 16 mars avec 7 salariés issus du groupe EDF et de ses filiales.
	Un atelier s'est tenu le 19 novembre 2021 à destination du Conseil d'administration.
	24 heures de la Fresque : un millier de participants ont contribué à la Fresque du 17 juin 2021 à 08 h 00 jusqu'au 18 juin à 08 h 00. Des ateliers ont été animés dans l'ensemble du Groupe (Nouvelle-Calédonie, Chine, Cambodge, Inde, Émirats arabes unis, Mayotte, la Réunion, Europe Maroc, Cameroun, Guyane, Guadeloupe, Chili, États-Unis) pour que la Fresque soit tenue en continu, à distance ou en présentiel, en français, anglais, espagnol, portugais.

Les conférences « Eco2 »

Eco2 en 2021	
	Le Groupe a lancé en 2021 les « Conférences Eco2 ». Il s'agit d'un cycle de conférences scientifiques dédié aux enjeux d'une économie neutre en carbone. Une vingtaine de salariés volontaires d'EDF, rejoints par des membres du réseau *Alumni for the Planet**, suivent l'ensemble des débats. L'objectif est de formaliser une description concrète du système économique multi-acteurs qui œuvre pour le climat, le bien-être et le développement, ce qui pourra donner lieu à publication.

* *« Alumni for the planet » est un réseau de diplômés de l'enseignement supérieur qui s'engagent et agissent pour le climat et l'environnement : alumnifortheplanet.org.*

Des « Plans de mobilité durable employeur » élaborés par les salariés

Sites concernés	
	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 2021, 65 plans de mobilité employeur ont été finalisés à l'échelle du groupe EDF en France.
Implication des salariés	Les salariés sont impliqués dans l'élaboration et la mise en œuvre de ces plans de mobilité employeur.
Dispositifs pour développer la mobilité durable des salariés	Encourager le recours aux transports peu carbonés : essais de vélos et véhicule électriques, forfait mobilité durable pour les co-voitureurs, remises négociées pour l'achat de véhicules électriques.
	Adapter les infrastructures aux nouvelles modalités de déplacement : installation de bornes de recharge, création ou agrandissement des parkings vélos, réservation de places pour le co-voiturage.

(1) Cet outil développé en 2015 par Cédric Ringenbach a déjà permis de sensibiliser plus de 230 000 personnes dans le monde.

3.1.3.6 La R&D au service de la transition énergétique

À fin 2021, la R&D d'EDF compte 1 784 collaborateurs en France issus de 30 nationalités. Elle dispose de l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens, essentiellement dédié à la transition énergétique et climatique.

Répartition des investissements de R&D par technologie

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...). Le nucléaire représente 43 % des dépenses d'EDF R&D et les ENR 14 %.

L'exemple des travaux sur les ACV (Analyse du cycle de vie)

Afin de pouvoir identifier les solutions avec les plus faibles empreintes environnementales, les équipes d'EDF R&D travaillent notamment sur l'analyse du cycle de vie des différentes filières de production d'électricité et d'hydrogène, et des usages du kWh (mobilité électrique, bâtiment, batterie).

Selon le GIEC [1], les émissions de gaz à effet de serre en approche cycle de vie associée à un kWh électrique produit par une installation nucléaire sont de 12 g/kWh, quand les filières éoliennes (*onshore*) et solaires photovoltaïques conduisent respectivement à une empreinte carbone de 11 et 44 g/kWh. Voir la section 1.5 « Recherche et développement, brevets et licences ».

Dans ce cadre, une révision de la dernière étude de référence de l'ACV du kWh produit par le parc nucléaire français est en cours (4 gCO_2eq/kWh établis en 2000) afin d'intégrer les évolutions méthodologiques et les nouvelles données disponibles.

3.1.3.7 L'innovation au service de la transition énergétique

La transition énergétique passe par l'exploration de solutions innovantes C'est l'objet de l'écosystème « EDF Pulse » (voir la section 3.3.3.6.6 « Le développement d'une culture de l'innovation : l'écosystème EDF Pulse »),

·3

3.1.4 Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants

Un levier majeur de décarbonation	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.
Développer des offres appropriées	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 3.1.4.3 « Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants ».
Poser les conditions d'un développement d'usages sobres et efficaces	Électrifier les secteurs les plus émetteurs de CO_2 suppose de disposer des conditions favorables à un tel développement. Voir la section 3.1.4.2 « Poser les conditions d'un développement efficace des usages de l'électricité ».

3.1.4.1 Engagement dans l'accompagnement de la décarbonation des clients

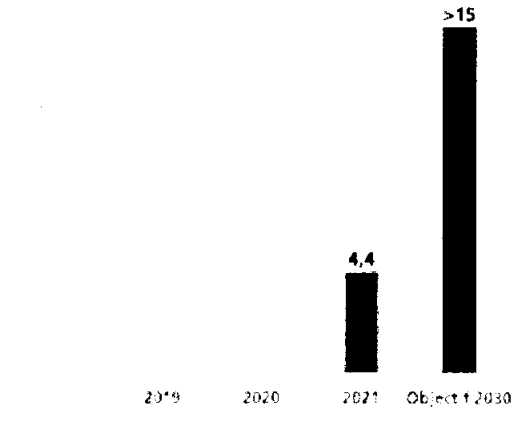
L'un des indicateurs majeurs au regard de la lutte contre le réchauffement climatique concerne les émissions de CO_2 évitées.

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.

En 2021, EDF a calculé les émissions évitées par les produits/services suivants, vendus par EDF et Dalkia : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique sur les sites thermiques ; 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. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ». Un élargissement à d'autres entités du Groupe (Royaume-Uni, Italie et Belgique) et éventuellement à d'autres produits ou services est en cours d'étude.

Le résultat 2021 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 CO_2 évitées grâce à la vente des produits et services innovants (en Mt)



(1) *IPCC Assessment Report 5, 2014, Working Group III – Mitigation of Climate Change, Annex III, Table A III.2 'Emissions of selected electricity supply'*, valeurs médians.

3.1.4.2 Poser les conditions d'un développement efficace des usages de l'électricité

3.1.4.2.1 Un réseau plus robuste, plus intelligent, plus flexible

La transition énergétique et la révolution numérique transforment en profondeur la gestion du réseau de distribution d'électricité [1] vers plus de robustesse et d'intelligence et davantage de flexibilité.

Plus robuste

Grâce aux programmes de renouvellement, de rénovation programmée et d'enfouissement des lignes dans les zones à risques climatiques, la fréquence de coupure est en baisse ce qui se traduit par une diminution du temps moyen de coupure par client.

	2019	2020	2021
SAIDI (min.)*	79	52	56
CAIDI (min.)	115	76	92,5
SAIFI (min.)	0,69	0,68	0,6

* *SAIDI : System Average Interruption Duration Index ; CAIDI : Customer Average Interruption Duration Index ; SAIFI : System Average Interruption Frequency Index.*

En 2021, le temps moyen de coupure, hors incidents transport et hors incidents exceptionnels (56 mn), est l'un des meilleurs depuis 15 ans. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Plus « intelligent »

En matière de technologie « smartgrid », le réseau HTA (20 kV) est déjà smart puisque supervisé, équipé d'automatismes de réalimentation. S'agissant du réseau BT, le déploiement des compteurs communicants permet aujourd'hui d'avoir une vision en temps réel des caractéristiques de l'électricité au niveau de chaque client. 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.

À fin 2021, 37,6 millions de compteurs ont été posés, dont près de 35 millions en France (soit environ 90 % des clients équipés), mais aussi au Royaume-Uni et en Inde.

	2019	2020	2021
Nombre de compteurs communicants *(en millions)**	26	32	37,6

* *Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».*

Plus flexible

Feuille de route	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
Contrats de flexibilité	Fin 2020, Enedis a signé ses deux premiers contrats de flexibilité, anticipant ainsi la transposition en droit français de la directive marché de l'énergie *Clean Energy Package*.
Offre de Raccordement Intelligente	Enedis va désormais proposer à tout producteur HTA qui le demandera, une offre de raccordement alternative à modulation de puissance (également appelée Offre de Raccordement Intelligente).
Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR	Enedis teste en vraie grandeur sur 8 postes sources des Landes et de la Somme une nouvelle méthode de dimensionnement des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR, avec pour effet immédiat de libérer plus de 200 MW de capacité de raccordement grâce aux flexibilités (Projet Reflex).
Enedis 1er du classement mondial du Smart Grid Index	Chaque année, le *benchmark* international *Smart Grid Index* (SGI) évalue le degré « d'intelligence » des réseaux électriques à l'échelle mondiale*. Enedis se classe 1er du classement mondial en 2021 parmi 80 gestionnaires de réseaux.

* *https://www.spgroup.com.sg/sp powergrid/overview/smart-grid-index*

3.1.4.2.2 Une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage

Des solutions innovantes en matière d'effacement

Contrat électricité Engagement Capacité	Pour les clients alimentés en haute tension et dont la puissance effaçable est supérieure à 300 kW, il est proposé de souscrire un contrat électricité Engagement Capacité. Le client déclenche ses effacements selon différents formats moyennant rémunération.
Des offres sur mesure	Agregio est une filiale du Groupe au service des producteurs d'électricité renouvelable et des entreprises qui disposent de capacités d'effacement qu'ils peuvent, grâce à elle, valoriser au mieux sur les marchés de l'électricité. Pour les producteurs d'électricité, Agregio propose des offres sur-mesure pour optimiser et vendre leur production sur les marchés. Agregio s'adresse également aux consommateurs industriels et tertiaires qui sont prêts à réduire ou à déplacer leur consommation contre rémunération.

(1) Pour une présentation complète des activités d'Enedis, filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion, voir la section 1.4.4.2 « La distribution – Enedis ».

Des solutions innovantes en matière d'autoconsommation et de stockage

Plan stockage	La stratégie de développement du stockage initiée en 2018 se traduit par environ 1,1 GW de projets réalisés ou sécurisés à fin 2021. En 2021, le Groupe a procédé à la mise en service de 145 MW d'installations de batteries dans les ZNI, au Royaume-Uni ainsi qu'aux États-Unis, et diversifié ses zones de développement de nouveaux projets (Afrique du Sud, Pérou et Chine). 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.
EDF Store & Forecast	La filiale EDF Store & Forecast développe et commercialise une solution logicielle d'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux *via* la prévision et le stockage d'énergie. Elle propose également des systèmes de stockage d'électricité clés en main.
Dalkia Smart Building	Le premier double *smart-grid* thermique et électrique de France dans l'écoquartier « Nanterre Cœur Université » est un réseau intelligent qui relie les différents immeubles et mutualise les besoins des occupants. Ce mix énergétique innovant associant géothermie, aérothermie, biomasse et valorisation de chaleur fatale, assure une alimentation en chauffage, eau chaude et climatisation à partir de 60 % d'énergies renouvelables. L'électricité nécessaire à son propre fonctionnement est produite *via* le photovoltaïque et la cogénération en autoconsommation [1].
DREEV	DREEV est une nouvelle filiale d'EDF qui valorise la capacité de flexibilité de la charge et de stockage des véhicules électriques. Il est *leader* en France et Europe dans le déploiement [2] de la technologie V2G (*Vehicle-To-Grid*) pour les entreprises (flottes d'entreprises, bus, etc.), qui permet aux bornes de réinjecter l'énergie dans un bâtiment ou le réseau pour différents services. En 2021, DREEV est devenu la première entreprise française certifiée par RTE pour rendre des services système au réseau avec des véhicules électriques (*Vehicle-to-Grid*). Il participe au projet EVVE, le plus grand projet européen de déploiement de bornes V2G (800 bornes à installer d'ici 2025).

L'intelligence artificielle et la blockchain au service de la flexibilité

Dalkia Analytics	Dalkia Analytics offre un service de pilotage de la performance énergétique et environnementale destiné aux sites à enjeux industriels. Cette offre, 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.
Enerbrain	EDF Pulse Holding a pris une participation dans Enerbrain, *start-up* italienne spécialisée dans les solutions de *smart building*. Elle a développé une solution d'optimisation de l'efficacité énergétique des bâtiments tertiaires qui s'appuie sur la technologie IoT intégrant l'intelligence artificielle.
Metroscope	La technologie Métroscope repose sur une combinaison inégalée de Jumeau Numérique et d'Intelligence Artificielle, développée par les chercheurs de la R&D. Elle peut diagnostiquer, en temps réel, les pertes de performance d'une installation industrielle. En cours de déploiement sur le parc nucléaire, Metroscope a vocation à être commercialisé auprès des clients industriels d'EDF.
D-One	En Belgique, un algorithme capable de prédire finement les congestions sur le réseau (« D-One », développé par ORES) a été expérimenté sur un parc éolien de Luminus à Lierneux entre 2019 et 2020. Cet outil de gestion active du réseau permet de mieux anticiper les risques et d'aller au-delà des limites d'injection imposées aux éoliennes, augmentant la moyenne de production du parc.

3.1.4.2.3 Une électricité décarbonée à un prix abordable

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, 23 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 1 200 000 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.

Des prix inférieurs à la moyenne européenne

À fin 2021, le prix moyen de vente (HT) de l'électricité au Tarif Réglementé, qui sert de référence à l'ensemble du marché des clients particuliers dans la mesure où la plupart des fournisseurs alternatifs positionnent leur prix par rapport à ce tarif, était pour les clients résidentiels d'EDF de 128,6 €/MWh. En moyenne, chaque mois, un client résidentiel qui a signé un contrat « 6 KVA Base » (consommation mensuelle de 200 kWh) dépense 28,8 euros HTT (42,6 euros TTC) pour sa facture d'électricité. Un client résidentiel, avec un contrat « 9 KVA HP/HC » (consommation mensuelle de 600 kWh dont 57 % en heures pleines), dépense 74 euros HT (112,8 euros TTC) pour son électricité. Sur le niveau de prix payé par le consommateur, un ménage au TRV consomme en moyenne 4,9 MWh d'électricité par an, soit une facture moyenne de 943 euros TTC/an. Au 1er semestre 2021, le prix du MWh d'électricité en France, comparé aux autres pays de la zone euro, était 22 % moins cher pour les ménages français, et 26 % moins cher pour les professionnels situés en France. En 2021, le prix moyen de vente (HT) de l'électricité au Tarif Réglementé était pour les clients non résidentiels [3] de 132,5 €/MWh.

(1) dalkiasmartbuilding.fr/double-smart-grid-ecoquartier-nanterre-coeur-universite
(2) Via Izivia.
(3) Clients du marché d'affaire au TRV (Tarifs Réglementés de Vente) raccordés en BT ≤ 36 kVA.

Des innovations contractuelles et financières

Les innovations contractuelles et financières [1] font partie des leviers influant le coût abordable de l'électricité, par exemple :

Contrat d'électricité prix fixe	EDF Entreprises propose dans ce cadre un seul contrat et une seule facture pour l'ensemble des sites d'un client. Ce « Contrat électricité prix fixes » s'adresse aux entreprises.
Power Purchase Agreement (PPA)	Un *Power Purchase Agreement* (PPA) est un contrat entre un acheteur d'électricité et un producteur d'électricité d'origine renouvelable, à un prix négocié pour toute la durée du contrat. Ce modèle de contrat encourage le développement des énergies renouvelables et constitue un engagement supplémentaire des clients dans le développement des Énergies Renouvelables en complément de la certification par le système de garantie d'origine de la provenance de l'énergie.
	EDF met par exemple à disposition de Bouygues Telecom 203 GWh d'électricité renouvelable entre 2022 et 2024, soit l'équivalent de la production électrique de six parcs éoliens exploités par sa filiale EDF Renouvelables et retenus par l'opérateur de télécommunications. Le contrat de fourniture établi pour une durée de trois ans, garantit ainsi le prolongement de l'exploitation de ces parcs en sortie du dispositif d'obligation d'achat. L'approvisionnement du PPA intégré dans le contrat de fourniture de Bouygues Telecom sera assuré *via* Agregio, la filiale du groupe EDF spécialisée dans la valorisation des productions d'énergie renouvelable.
L'accompagnement financier	La Prime économies d'énergie d'EDF Entreprises permet de contribuer au financement des travaux de rénovation et d'efficacité énergétique des équipements et des bâtiments.

3.1.4.2.4 La qualité de service, gage de confiance

La pratique des enquêtes de satisfaction clients est généralisée à toutes les Directions et filiales concernées. Cette pratique, mobilisée comme levier de conception et de *management* des offres, nourrit les plans d'action en vue de l'amélioration continue du service.

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 [2]. Selon les derniers rapports du Médiateur National de l'Énergie, EDF a le taux de litiges le plus bas parmi l'ensemble des fournisseurs d'énergie en France [3]. En 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. Voir la section 3.4.2.1.4 « Focus sur les métiers de la clientèle ».

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. En 2021, EDF & Moi a été nominée aux *Webby Awards* et 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.

Sur la base des statistiques détaillées de l'année passée, on observe que près de 6,2 millions de clients se sont connectés au moins une fois dans l'année à ces solutions. Plus de 800 000 d'entre eux sont des utilisateurs « superactifs », dans le sens où ils se sont connectés au moins 6 fois les 6 derniers mois. Les utilisateurs se sont connectés en moyenne chacun un peu plus de 11 fois. Les visites sont relativement saisonnières : les pointes de consultation sont principalement observées en hiver, en période froide. Elles sont plus fréquentes en début de semaine, entre le lundi et le mercredi. 64 % des visites sont effectuées depuis un mobile, 31 % depuis un ordinateur et 5 % depuis une tablette. À chaque visite, les utilisateurs visualisent en moyenne 12 pages, sur une durée moyenne de 2,5 minutes (près de 4 minutes depuis un ordinateur et 2 minutes depuis un mobile).

3.1.4.2.5 La réglementation RE 2020 soutient le développement des usages de l'électricité

Fin 2020, le gouvernement avait annoncé ses premiers arbitrages pour la nouvelle Réglementation Environnementale RE 2020 s'appliquant aux logements neufs. EDF, convaincu de l'urgence d'électrifier les usages, a participé à la concertation qui s'est engagée. Les textes d'application de la RE 2020 ont été publiés le 31 juillet 2021 pour les secteurs du logement, des bureaux et de l'enseignement. La nouvelle réglementation entre en vigueur au 1er janvier 2022 pour la construction neuve résidentielle en habitat individuel et collectif, ainsi que pour les bâtiments de bureaux et d'enseignement et un an plus tard pour les autres bâtiments tertiaires.

L'empreinte carbone des produits de construction et équipements (construction) sera progressivement réduite d'ici à 2031, calculée selon la méthode de calcul ACV dynamique.

	2019	2020	2021
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation *(en millions)**	47	73	74,3

* *Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».*

3.1.4.3 Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants

Le développement des usages de l'électricité, appelé à s'amplifier, constitue un levier majeur d'accompagnement des clients vers la neutralité carbone. Dans cet objectif, le groupe EDF s'est engagé à développer une large palette d'offres adaptées aux différents marchés.

(1) Voir également la section 1.4.2.2 « Les activités de la Direction Commerce ».
(2) Satisfaction à chaud sur contact téléphonique.
(3) Le Médiateur National de l'Énergie, rapports annuels 2018, 2019 et 2020, taux de litiges reçus sur les contrats gaz ou électricité pour des clients résidentiels des fournisseurs nationaux ayant plus de 100 000 clients sur la zone Enedis/GRDF.

3.1.4.3.1 Des solutions de décarbonation pour l'habitat

Le Groupe développe et commercialise des solutions de décarbonation pour ses clients de l'habitat individuel et collectif : isolation, pompes-à-chaleur, chauffe-eau thermodynamiques ou solaires, solutions d'autoconsommation ou de maîtrise des consommations. Ces offres sont portées par EDF et ses filiales [1] :

Rénovation énergétique	IZI by EDF ne cesse de compléter son offre de rénovation énergétique performante afin d'accompagner les clients particuliers et commerçants dans la transition énergétique. En 2021, IZI by EDF a triplé ses ventes de pompes à chaleur air-eau et de bornes de recharge pour véhicules électriques à domicile. Sa gamme évolue par la création de nouvelles offres : isolation des murs par l'extérieur, pompes à chaleur air-air etc.
Entretien, dépannage et installation	Le groupe Cham est présent partout en France pour l'entretien, le dépannage et l'installation de chaudières et pompes à chaleur. Cham redéfinit son ambition pour devenir le spécialiste des solutions de chauffage et d'eau chaude [2].
N°1 de l'autoconsommation en France	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. Cette offre permet au client de maximiser son taux d'autoconsommation, de suivre en temps réel sa consommation en ligne et de maîtriser ainsi ses dépenses énergétiques (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »). Avec 30 % des installations photovoltaïques sur le marché résidentiel, EDF ENR est le numéro un de l'autoconsommation solaire en France.

3.1.4.3.2 Des solutions de décarbonation pour l'industrie

Le conseil en décarbonation

Le groupe EDF accompagne les industriels afin d'identifier et de mettre en œuvre des solutions sectorielles en vue de réduire leur empreinte carbone. Le plan France Relance consacre 1,2 milliard d'euros à la décarbonation de l'industrie avec le lancement de plusieurs appels à projets. Le groupe EDF accompagne et réalise de nombreux projets lauréats.

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 infrarouges, fours à induction et à arc (en substitution d'alimentation fioul ou gaz) et de la compression mécanique de vapeur.

Pompe à chaleur Haute Température (PAC HT)	EDF R&D, en collaboration avec les constructeurs de PAC, a développé de nouvelles technologies permettant de valoriser l'énergie fatale contenue dans les effluents liquides à basse température, en la restituant à un niveau de température jusqu'à 140 °C. La valorisation thermique des rejets industriels réduit considérablement les consommations énergétiques et les émissions de CO_2. EDF Entreprises, avec l'appui d'EDF R&D, accompagne cinq de ses clients industriels dans la mise en place de PAC HT.

Chaleur bas carbone

Dalkia, en s'appuyant sur sa filière d'approvisionnement biomasse, est un acteur de référence sur la chaleur bas carbone. Dans le cadre du plan de relance, le groupe EDF est lauréat de plusieurs projets de chaudières biomasse en substitution du gaz naturel ou du charbon.

Chaleur fatale	Les équipes de Dalkia ont mis en place chez Thales Alenia Space un nouvel équipement de production de froid d'une puissance de 1,2 MW pour compléter celle des groupes froids de l'industriel. Des échangeurs thermiques y ont été installés afin de récupérer la chaleur dite « fatale » et l'utiliser pour réchauffer la boucle d'eau chaude de l'usine, dans un principe d'économie circulaire. Elle garantit 80 % des besoins en chaleur de l'industriel et permet de réaliser 45 % d'économie d'énergies.
Chaudières biomasse	Solvay : installation d'une chaudière biomasse de 30 MW, en substitution du gaz naturel, sur une usine employant 300 personnes, pour éviter l'émission de 48 400 tCO_2/an.

Accompagnement global

Stellantis	Fournisseur en énergie de plus de 150 sites de PSA, EDF accompagne le constructeur dans l'identification des gisements d'économies d'énergie, notamment en réalisant un plan de performance énergétique.
	Les filiales d'EDF accompagnent PSA afin d'améliorer sa performance énergétique et de décarboner ses usages : • Dalkia : à Charleville-Mézières, Dalkia récupère la chaleur fatale issue des fours de l'usine PSA pour la réinjecter dans le réseau de chaleur de la ville. Dalkia assiste six sites PSA sur des questions liées à la fourniture et à la récupération de chaleur, au raccordement au réseau local et à d'autres prestations multitechniques ; • Perfesco : recherche toutes les pistes d'optimisation énergétiques, de l'éclairage aux équipements de process, sur plusieurs sites et projets PSA en France et à l'étranger. Ce travail de reconception génère des économies d'énergie de plus de 10 GWh par an ; • Izivia : pour l'électrification de sa flotte interne, PSA a choisi le réseau de bornes de charge rapide d'Izivia. Elles équiperont les sites tertiaires et industriels du constructeur dans huit pays d'Europe.

(1) Voir aussi l'offre « Mon chauffage durable » en section 3.3.4.2 « Lutte contre la précarité énergétique »

(2) Voir également l'offre « Solution Dépannage Confiance » en section 1.4.2.2.1.1 « Les clients particuliers », et notamment « Les fonctionnalités et les services ».

3.1.4.3.3 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'écoserres agricoles par valorisation des déchets ménagers, ou encore la mise en place d'une pile à hydrogène pour alimenter des machines à traire. EDF a annoncé le 8 septembre 2021, la publication d'un Livre blanc pour favoriser la transition énergétique du monde agricole et accompagner l'agriculture de demain vers la neutralité carbone.

3.1.4.3.4 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.

Accompagnement (Futuroscope)	Dalkia accompagne le Futuroscope de Poitiers dans la mise en œuvre de son programme environnemental. Celui-ci couvre notamment la création d'un réseau de chauffage et de climatisation permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % et d'atteindre 70 % d'autoconsommation énergétique d'ici 2025.

3.1.4.3.5 Des solutions de décarbonation pour les collectivités

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires.

Thalassothermie (Ville de Sète)	La ville de Sète accélère sa transition écologique avec Dalkia grâce à un réseau privé de thalassothermie. Destiné à fournir en chauffage et en climatisation les logements, le futur réseau sera alimenté à 73 % par la mer Méditerranée. À terme, l'émission de 4 600 tonnes de CO_2 sera évitée chaque année. Une réduction de l'ordre de 5 % sur la facture énergétique moyenne est attendue.

3.1.4.3.6 Des solutions de décarbonation pour le transport

Le plan mobilité électrique

Objectifs	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 400 000 points de charge et l'exploitation de 20 000 points de *smart charging* d'ici 2023. Fin 2021, le groupe EDF avait déployé près de 200 000 PDC, dont plus de 150 000 PDC au Royaume-Uni et près de 20 000 en France, et 10 000 points de *smart charging*.

Le 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, et collectivités.

IZIVIA	IZIVIA, acteur de référence en France, est l'un des premiers exploitants de réseau de recharge.
Réseaux	Il a actuellement plusieurs projets majeurs qui viendront compléter l'offre de recharge rapide en milieux urbain et périurbain, tels que : • le déploiement en cours sur les 59 communes de la Métropole de Lyon d'un réseau interopérable de 170 stations pour 641 points de recharge ; • le déploiement d'ici 2022 au sein de la Métropole Aix-Marseille-Provence de plus de 80 nouveaux points de charge opérés avec l'ensemble des services à l'utilisateur.
Services de pilotage intelligent de la recharge	Le projet « Flexitanie » lancé par EDF, la région Occitanie et l'ADEME testent à grande échelle un service de pilotage de bornes de charge bidirectionnelles (*Vehicle-to-Grid*). Ces bornes installées par Izivia et adossées à la technologie de la filiale DREEV pourront alimenter une flotte de 100 voitures électriques.
PV et bornes de recharge	EDF, ENR et IZIVIA proposent aux entreprises ou collectivités d'installer des ombrières photovoltaïques équipées de bornes de recharge.
IZI by EDF	IZI by EDF, la marque de services de proximité d'EDF, propose l'installation de solutions de recharge à domicile ou pour un petit local professionnel.
Royaume-Uni	L'acquisition de l'entreprise britannique Pod Point en février 2020 [1], l'une des plus grandes entreprises spécialisées dans la recharge pour véhicules électriques au Royaume-Uni, contribue à l'atteinte de ces objectifs.
États-Unis	L'acquisition de PowerFlex Systems (PowerFlex) en septembre 2019, société pionnière dans le domaine des technologies de recharge pour véhicules électriques, basée à Los Altos en Californie, permet de créer un écosystème unique d'énergie décentralisée. Il associe des solutions de charge intelligente pour véhicules électriques ou de charge d'énergie des bâtiments, à des moyens de production d'énergie solaire et de stockage.

(1) Voir le communiqué de presse du groupe EDF du 14 février 2020.

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). Ci-après les nouveaux partenariats conclus en 2021 :

Volkswagen, Toyota, Vinfast	Le groupe EDF a conclu des accords de coopération avec les groupes constructeurs Volkwagen, Toyota et Vinfast pour accompagner leurs clients dans la motorisation électrique. Ces partenariats permettent notamment de promouvoir auprès des acquéreurs de véhicules des offres attractives de fourniture d'électricité d'EDF adaptées aux attentes des particuliers (Vert électrique Auto, Vert Électrique Régional) comme des entreprises (Contrat flexible), et les solutions de recharge du Groupe.
BMW Group	En Belgique, Luminus a noué un partenariat stratégique avec BMW Group Belux afin de développer sur trois ans, des offres pour les concessionnaires, les entreprises et les particuliers en termes d'infrastructures de recharge et de suivi de la consommation d'une flotte.

L'engagement sur la flotte de véhicules d'EDF (EV 100)

Le groupe EDF a été le premier groupe français à signer l'engagement « EV 100 » visant un parc de véhicules légers 100 % électriques à l'horizon 2030. Ce projet intègre à la fois près de 45 000 véhicules et les infrastructures de recharge de près de 2 000 sites à travers le monde dont environ la moitié sont déjà équipés à fin 2021.

Au Royaume-Uni, EDF applique l'engagement « EV100 » d'EDF en introduisant un catalogue de véhicules à très faibles émissions et a un taux d'électrification de sa flotte de 10,7 %. Le taux d'électrification de la flotte automobile de Luminus est de 40 % à fin 2021.

Engagement EV 100	Objectif 2030	2020	2021
Part des véhicules électriques au sein de parc de véhicules légers du groupe EDF	100 %	12,2 %	17,3 %

3.1.4.3.7 Focus sur les solutions hydrogène [1]

L'utilisation d'hydrogène renouvelable et d'hydrogène électrolytique bas carbone représentent des solutions intéressantes en vue de décarboner les secteurs pour lesquels l'électrification directe n'est pas possible. C'est le cas des industries du raffinage, de la chimie ou encore du transport lourd.

Hynamics	EDF a décidé en 2019 de créer Hynamics, une nouvelle filiale détenue à 100 %, afin de devenir *leader* de la production d'hydrogène bas carbone à partir d'électrolyse de l'eau. Hynamics vise un objectif de décarbonation de l'économie en ciblant les segments de l'industrie et du transport très émetteurs de CO_2 et dont la décarbonation *via* l'électricité est plus difficile (raffinerie, chimie, cimenterie, bus, trains, navettes maritimes et fluviales, aéronautique). Fort de son modèle investisseur et exploitant/mainteneur, elle offre des solutions clé en main sur le territoire français et plus généralement en Europe.

Hydrogène en France

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 CO_2 capté et combiné avec de l'hydrogène produit par plus de 330 MW d'électrolyse de l'eau. Situé en Isère sur le site de Montalieu, le projet a été prénotifié par l'État français à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2 (Projets importants d'intérêt européen commun). Avec une production de 200 k tonnes de méthanol de synthèse par an, soit un quart de la consommation nationale, le projet avec une mise en service prévue en 2026 permettra d'éviter près de 500 k tonnes de CO_2 par an.

Hynamics a été lauréate des appels à projet ADEME mobilité pour l'alimentation des bus de l'Agglomération de l'Auxerrois et du Grand Belfort. Hynamics et Transdev ont inauguré en conséquence le plus grand site de production et de distribution d'hydrogène renouvelable en France à Auxerre. D'une capacité de 1 MW, la station baptisée AuxHYGen peut produire jusqu'à 400 kg d'hydrogène vert par jour grâce à l'électrolyse de l'eau. Cette première réalisation permettra d'éviter l'émission de 2 200 tonnes de CO_2 chaque année. Elle alimente cinq bus à hydrogène (soit 20 % de la flotte) exploités par Transdev Auxerrois sur le réseau de transport urbain. À horizon 2025, l'ambition est d'étendre les capacités de production de ces installations de 1 à 3 MW pour accompagner le déploiement de tous les usages de l'hydrogène, en particulier les trains à hydrogène Alstom commandés par la région Bourgogne Franche Comté.

À Belfort, la communauté d'agglomération a signé avec Hynamics un premier contrat de vente d'hydrogène *via* une station de production et de distribution d'hydrogène qui permettra d'alimenter 7 bus dès 2023. Une commande de 20 bus supplémentaires est déjà prévue par l'opérateur de transport en commun afin de porter à 27 le total de bus zéro émissions en circulation (soit 50 % de la flotte). Cette station permettra également d'alimenter en hydrogène décarboné les industriels locaux.

Hydrogène en Allemagne

En août 2020, la JV Westküste100, dans laquelle Hynamics détient 24 % des parts, a été lauréate d'une aide de 15 millions d'euros pour l'installation d'un électrolyseur de 30 MW, l'un des plus importants d'Europe, sur le site de la raffinerie de Heide dans le Schleswig Holstein dans le cadre du programme allemand Reallabor. L'extension du projet baptisé Hyscale100 prévoyant le déploiement de près de 2 GW d'électrolyse d'ici 2030 pour répondre aux besoins en hydrogène de la raffinerie, mais également produire des carburants de synthèse, a été prénotifiée par l'État allemand à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2 (Projets importants d'intérêt européen commun).

Hydrogène en Belgique

En 2020, avec le soutien d'Hynamics, Luminus s'est positionné sur plusieurs projets visant à développer, financer, construire et exploiter des sites de production d'hydrogène en Belgique. Dès novembre 2019, Luminus avait 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 vert en Belgique, afin de décarboner les usages industriels, la mobilité lourde et la logistique. Ce projet prévoit de connecter les éoliennes de Luminus et le parc solaire de Terranova à un électrolyseur qui doit produire de l'hydrogène vert à partir de 2022-2023. Des études détaillées sont en cours concernant un électrolyseur de 1 MW, à construire sur le site de Terranova. La deuxième phase du projet pourra atteindre 5 MW. Deux autres partenariats ont été signés à Mouscron et en Wallonie Picarde.

(1) L'hydrogène est à ce jour fabriqué à 95% à partir d'énergies fossiles, ce qui génère du CO2, d'où son appellation hydrogène « gris ». L'hydrogène (H_2) peut être créé soit à partir de méthane par vaporéformage, soit en scindant une molécule d'eau (H_2O) 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'H_2 « 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.

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 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.

67 %
TAUX DE RÉALISATION DANS ACT4NATURE

20 %
TAUX DE MISE EN ŒUVRE DE SOLUTIONS INNOVANTES EN FAVEUR DU FONCIER

0,86 l/kWh
INTENSITÉ EAU

92,7 %
TAUX ANNUEL DE DÉCHETS CONVENTIONNELS VERS DES FILIÈRES DE VALORISATION

3.2.1 Biodiversité

3.2.1.1 Engagement et politique du groupe EDF

Un engagement renouvelé

Engagé de longue date à travers une politique dédiée, le groupe EDF vise systématiquement à minimiser l'impact de ses activités sur la biodiversité. Aujourd'hui, cette ambition se traduit notamment par son engagement dans deux dispositifs.

Engagements biodiversité 2020-2024	En France : initiative « Entreprises Engagées pour la Nature » (EEN) portée par l'Office français de la Biodiversité (OFB).	• Engagements SMART (Spécifiques, Mesurables, Additionnels, Réalistes, Temporellement encadrés). • Thématiques d'engagement : Réduction de la contribution aux facteurs de pressions IPBES [1] ; renforcement et partage des connaissances scientifiques ; sensibilisation et gouvernance.
	À l'international : initiative *act4nature International* initiée par l'Association Française des Entreprises pour l'Environnement (EpE).	

Périmètre : Groupe	Ces engagements couvrent l'ensemble des métiers du Groupe, sur l'ensemble des régions géographiques et sur le périmètre des activités opérationnelles qui présentent des enjeux biodiversité.

Analyse des enjeux biodiversité	Le Groupe a développé en 2021 une analyse des enjeux biodiversité sur l'ensemble de la chaîne de valeur, en incluant les enjeux amont et 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*). Il ressort que les enjeux principaux portent, non seulement sur les opérations directes, mais aussi sur l'amont de la chaîne de valeur du groupe EDF. Certaines de ces activités amont, notamment les approvisionnements en certains combustibles et matériaux, présentent des enjeux de dépendances à la nature (ressources, services de régulation) et de pressions (par ex. sur les écosystèmes et la ressource en eau). Il ressort de l'analyse de matérialité des risques – analyse conduite sur sept types de risques (risques liés aux ressources, risques opérationnels, risques de vulnérabilité, de réputation, de financement, réglementaires ou de marché) – que les risques sont globalement correctement identifiés et couverts avec certaines marges d'améliorations.

Initiative TNFD	En 2021, EDF a rejoint le Forum de la *Taskforce on Nature-related Financial Disclosure* (TNFD) en mettant à disposition les compétences du Groupe, mais aussi en participant, le cas échéant, à des projets pilotes.

Empreinte biodiversité	Test de méthodes	Acteur dans la préservation des ressources naturelles de la planète, EDF cherche à disposer d'outils crédibles et reconnus en matière d'empreinte biodiversité. En 2021, EDF a testé deux méthodes sur des sites nucléaires et thermiques : le *Global Biodiversity Score* (GBS) et le *Product Biodiversity Footprint* (PBF).
	SBT for Nature	Soucieux de disposer d'une méthodologie d'action fondée sur la science, EDF teste, avec un collectif d'entreprises françaises, les premières étapes de la méthode SBT pour la Nature. Ces travaux feront l'objet d'une publication du collectif en 2022.

(1) *IPBES : Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services*

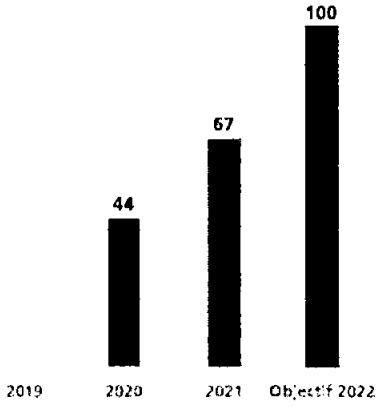
3.2.1.2 Les résultats en 2021

L'indicateur clé pour le Groupe est basé sur la réalisation d'actions engagées dans le cadre de *Act4nature international*.

Ce taux de réalisation porte sur six des actions, répondant aux engagements en matière de réduction de la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs ; de renforcement de l'amélioration des connaissances et de leur partage ; de renforcement de la gouvernance des sujets de biodiversité et la sensibilisation des salariés.

La méthodologie de cet indicateur est précisée en section 3.6 « Méthodologie ».

Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif Act4Nature international (en %)



3.2.1.3 L'action du Groupe

3.2.1.3.1 Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs

La plupart des pressions exercées sur la biodiversité sont strictement encadrées par la réglementation. Le rapport de l'IPBES 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. EDF a construit son programme d'action en vue de minimiser son impact sur chacun de ces facteurs.

Changement d'usage des terres et des mers

Toutes filières confondues

Doctrine	Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [1], 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 [2].

Projets	Pour ses nouveaux projets, le Groupe optimise son emprise et, dans le cas de déconstruction de ses installations, agit pour reconquérir le milieu naturel. S'agissant des décisions d'investissement, 100 % des projets présentés au CECEG [3] font l'objet d'un criblage sur les enjeux de biodiversité.
Ouvrages en exploitation	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.
Compensation par l'offre	L'entreprise a expérimenté en Isère la compensation par l'offre avec l'association « Initiative Biodiversité Combe-Madame » et les acteurs du territoire. L'expérimentation a pris fin avec la restitution du projet auprès des parties prenantes en 2021. Le dialogue se poursuit autour des actions qui pourraient être conjointement menées à l'avenir sur ce site d'intérêt sur les plans écologique et scientifique.

Filière Éolien et Photovoltaïque

Les centrales éoliennes et solaires contribuent à la lutte contre le réchauffement climatique et à la protection de l'environnement, même si leur construction et leur exploitation ne sont pas exemptes d'impacts sur la biodiversité. Toutes les activités renouvelables du Groupe s'inscrivent ainsi dans une démarche proactive visant à limiter et contrôler les impacts, et à rechercher et mettre en œuvre les meilleures solutions techniques et technologiques pour préserver l'environnement.

Lignes directrices	Le groupe EDF, l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), EDP et Shell ont élaboré en partenariat des lignes directrices [4] pour hiérarchiser les mesures d'atténuation et les meilleures mesures disponibles permettant de réduire les impacts sur la biodiversité des projets éoliens (en mer et terrestre) et photovoltaïques.
EDF Renouvelables	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 2021, 100 % des parcs présentant un enjeu biodiversité disposent de ce plan de gestion de la végétation.

(1) 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.
(2) En France, la loi biodiversité de 2016 requiert de la part des entreprises que « les mesures de compensation... visent un objectif d'absence de perte nette, voire de gain de biodiversité »
(3) Comité des engagements du Comex (CECEG).
(4) portals.iucn.org/library/node/49283.

Filière hydroélectrique

Les ouvrages de production hydrauliques peuvent influer sur la continuité écologique en milieu aquatique. Le Groupe a mis en place plus de 200 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 ») et de démantèlements de seuils en rivière.

Poutès	Ce projet permet un accès aux frayères en amont de l'ouvrage qui concentrent 47 % du potentiel de production de juvéniles de saumons du bassin Allier, qui réunit l'essentiel du potentiel du bassin de la Loire.
Romanche-Gavet	Ce projet améliore considérablement l'état des milieux naturels et aquatiques de la vallée de la Romanche. Il consiste à remplacer six centrales et cinq barrages anciens par un nouveau barrage et une nouvelle centrale souterraine plus performante. Le nouveau barrage est équipé d'un dispositif de continuité sédimentaire et piscicole à la montaison et à la dévalaison. Depuis 2021 et jusqu'en 2024, le projet se poursuit par la déconstruction des barrages permettant la libre circulation piscicole en intégrant les enjeux hydromorphologiques du cours d'eau. En 2024, l'ensemble des anciens ouvrages auront été déconstruits. 4 hectares d'emprise industrielle auront été ainsi rendus au milieu naturel dont 1 hectare à la rivière.
Vezins et la Roche-Qui-Boit	Sur la Sélune, EDF a engagé la phase de déconstruction du barrage de la Roche Qui Boit. Ces actions doivent aboutir à la restauration complète des fonctionnalités naturelles du fleuve, l'ouvrant à la reconquête des poissons migrateurs amphihalins (saumons, anguilles, aloses, lamproies).
Belgique	Luminus et ses partenaires (Université de Liège et Namur, Profish, EDF R&D) ont poursuivi le programme visant à modéliser le comportement des poissons migrateurs et à réduire leur mortalité lors du passage dans les ouvrages hydroélectriques. Le programme « Life4Fish » (2017-2023) est financé à hauteur de 1,913 million d'euros par la Commission européenne, dans le cadre des programmes *Life*, pour un coût total de 4 millions d'euros.

Filière nucléaire et thermique classique

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. Voir la section 3.2.2 « Gestion responsable du foncier ».

Dans ce cadre [1], EDF s'est engagé à suivre, pour à terme le limiter, le niveau d'imperméabilisation des sols lors de la reconversion des anciens sites thermiques continentaux.

En 2020, une première évaluation du foncier imperméabilisé a été réalisée à partir des données de taux d'imperméabilisation de la base d'occupation des sols *Corine Land Cover*. [2] Environ 20 % de ce foncier est estimé avec un taux d'imperméabilisation supérieur à 50 %.

En 2021, les travaux ont été poursuivis sur la comparaison du champ des possibles en vue d'évaluer l'artificialisation sur le foncier thermique en reconversion. Des études ont été menées sur les différentes activités de déconstruction des anciennes centrales thermiques en vue d'identifier les opérations susceptibles d'avoir un impact positif sur le niveau d'imperméabilisation des sols (retrait de revêtements, constitutions de remblais). Des travaux exploratoires de R&D ont été initiés en partenariat avec le BRGM en vue d'une première évaluation sur un site des fonctions des sols après leur réhabilitation (réhabilitation réalisée dans le cadre d'un plan de gestion validé par l'administration).

Désimperméabilisation	À l'échelle des sites, trois emprises pourront être considérées comme nouvellement désimperméabilisées en 2022 : • de façon temporaire, 8 ha de l'ancien parc à charbon de la centrale de Vitry sur Seine (77) ; • de façon pérenne près de 10 ha de l'ancienne centrale thermique d'Ambès (33) reconvertis en centrale PV ; et • environ 4 ha correspondant à l'ancienne centrale thermique d'Artix (64) reconvertie en centrale PV.

Réseaux électriques

Dans les zones exploitées par Enedis [3], les nouvelles lignes HTA sont réalisées en souterrain et en technique souterraine ou discrète pour la basse tension (BT).

Tertiaire

Plusieurs bâtiments d'EDF sont certifiés du label « BiodiverCity© », démarche rationalisée au bénéfice des acteurs engagés dans la construction durable [4], tels que la Grande Halle de Lyon.

Surexploitation des ressources et biodiversité

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 3.2.3.1.2 « Optimiser l'utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux ». Il en va de même pour les matières premières et les métaux rares. Voir la section 3.2.4 « Déchets 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 d'EDF.

Changement climatique et biodiversité

Pour permettre au Groupe de contribuer à atteindre la neutralité carbone en 2050, EDF R&D initie des travaux dédiés à la compensation carbone. L'enjeu consiste à privilégier des solutions qui favorisent la séquestration du CO_2 dans des écosystèmes naturels. Les premières initiatives du Groupe sont décrites en section 3.1.1.6 "Usages de solutions à émissions négatives".

(1) Voir aussi section 3.2.2 « Gestion responsable du foncier ».
(2) Inventaire biophysique de l'occupation des sols et de son évolution selon une nomenclature en 44 postes.
(3) GRI G4 EN 13 – Disclosure 304-4.
(4) cibi-biodivercity.com/biodivercity/

Pollution et biodiversité

Pollution	Pour une vision complète sur la thématique pollutions, voir les sections 3.2.4 « Déchets et économie circulaire », 3.2.3.1.2 « Optimiser l'utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux » et 3.3.1.5 « Qualité de l'air ».
Pollution lumineuse	Pollution lumineuse : pour réduire les nuisances lumineuses, le groupe EDF mobilise sa R&D. R&D : la R&D du groupe EDF développe une méthodologie croisée de diagnostics d'éclairage nocturne et de biodiversité des sites EDF qui a été testée en 2021 sur son site R&D des Renardières. Partenariat : EDF et le Muséum national d'histoire naturelle (MNHN) travaillent à définir la démarche et les protocoles en vue d'identifier les groupes d'espèces ou habitats sensibles à la pollution lumineuse, de caractériser les nuisances et de suivre l'impact des actions mises en œuvre. Éclairage public : dans le cadre du contrat de rénovation, optimisation, exploitation et maintenance de l'éclairage public de Copenhague, Citelum réalise ses travaux en tenant compte des objectifs de la capitale en matière de respect de la biodiversité, en vue notamment de minimiser au maximum la pollution lumineuse de la ville spécialement dans les zones « vulnérables » et de conservation de la nature.

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 en outre-mer, où la problématique est particulièrement prégnante, EDF SEI et EDF PEI 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, en 2021, l'objet d'un criblage comportant, le cas échéant, la demande d'un diagnostic d'EEE et si nécessaire de lutte contre les EEE. Dix diagnostics d'EEE ont été réalisés en 2021 sur des superficies ou de linéaires importants [1]. D'autres diagnostics sont prévus en 2022/2023 en fonction des planifications de projets. Trois mesures d'éradications ont été réalisées par EDF SEI sur des espèces à fort pouvoir envahissant (Choka vert à la Réunion ou Acacia mangium en Guyane) en concertation avec des structures locales compétentes. Des protocoles de biosécurité ont également été mis en place par EDF SEI pour prévenir les risques de colonisation lors et à l'issue des chantiers.
Végétal local	EDF, partenaire depuis plusieurs années du programme « Végétal local » porté par l'OFB [2], avec les Conservatoires botaniques nationaux, s'est engagé à utiliser de façon préférentielle des plantes sauvages d'origine locale dans tous les projets du Groupe. Sur les projets neufs, le végétal local a été utilisé pour la renaturation des emprises de chantiers à Romanche-Gavet sur plus de 10 hectares ou pour la plantation d'un linéaire de haies sur le parc PV de Beaurepaire. Le végétal local est également utilisé suite à des chantiers ou pour la restauration d'anciens sites industriels comme sur l'ancienne centrale de Bouchain.

3.2.1.3.2 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'écopâturage. 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.

Kembs	À Kembs (en Alsace), sur 100 hectares anciennement dédiés à la culture du maïs, EDF a réalisé en 5 ans une opération de renaturation écologique de grande ampleur. La restauration d'un bras de rivière sur plus de 7 kilomètres et la reconstitution d'un ensemble de milieux naturels, humides et secs, ont permis le retour de certaines espèces d'insectes, d'amphibiens, d'oiseaux et de mammifères, en faisant aujourd'hui un milieu riche en termes de biodiversité. Un bilan écologique complet de cette opération de renaturation a été transmis au Comité environnemental de suivi écologique de la concession pour partage avec les partenaires. Aujourd'hui, la gestion du site est intégrée à celle de la Réserve nationale de la Petite Camargue Alsacienne.

Pour ancrer la démarche, EDF s'appuie sur plusieurs leviers :

Labellisation	La labellisation de sites en totalité ou en partie, par exemple le label refuge LPO à Brennilis.
Obligations Réelles Environnementales	La signature d'Obligations Réelles Environnementales, par exemple sur l'ancien site d'Ambès (sur 42 ha environ).

(1) 9 pour EDF SEI et 1 pour EDF PEI.
(2) OFB : Office français de la biodiversité.

Extension à des tiers de la prise en compte de la biodiversité

EDF est engagé depuis de nombreuses années dans une démarche de gestion durable et respectueuse de la biodiversité de son foncier. L'entreprise intègre les enjeux spécifiques aux milieux naturels et aux espèces animales et végétales présentes, et les a introduits depuis 2020 de façon plus systématique dans ses conventions portant sur son foncier concédé (avec des propriétaires riverains, communes, associations…).

Conventions portant sur le domaine concédé	Un article dédié à la prise en compte de la biodiversité a été intégré à 70 % des nouvelles conventions portant sur le domaine concédé en 2021. Un fascicule pédagogique présentant l'intérêt écologique des mesures proposées est en cours de préparation avec la FCEN.

Programme spécifique sur les sites nucléaires

Les sites nucléaires français et anglais engagent un programme de préservation et restauration de milieux en partenariat avec des acteurs locaux :

Saint-Alban	EDF a engagé avec le Conservatoire des espaces naturels (CEN) de l'Isère la restauration et la gestion de la zone humide de Malessard (20 hectares).
Cruas	Dans le cadre du partenariat avec la LPO Drôme-Ardèche un sentier pédagogique et dune mare ont été créés sur une parcelle du foncier du site le long de la ViaRhôna.
Royaume Uni	Chaque site dispose d'un plan d'action biodiversité avec des indicateurs de performance examinés chaque année. L'analyse des résultats conduit à proposer des recommandations ou alternatives. Depuis 2016, plus de 80 % des indicateurs ont atteint leur cible (sauf en 2020, en raison de la crise sanitaire).

Espaces protégés et espèces menacées

Europe	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 +). EDF Hydro est engagé pour le Desman des Pyrénées depuis 2010 (aujourd'hui via le Plan National d'Action 2021-2030), Luminus pour les poissons migrateurs, ou Enedis avec le gypaete (Life Gypconnect 2015-2021). EDF participe également aux déclinaisons régionales de ces plans (libellules, loutres…).
Asie	Au Laos, la filiale NTPC 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. La filiale d'EDF s'est engagée à obtenir d'ici 2023 l'inscription du parc national Nakai Nam Theun dans la liste verte des aires protégées de l'UICN [1]. La candidature du Parc pour rejoindre la liste verte a été officiellement annoncée lors du Congrès de l'UICN à Marseille en septembre 2021.

3.2.1.3.3 Renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager

Recherche et biodiversité

Depuis plus de 50 ans, EDF s'est doté d'une R&D dédiée et d'une ingénierie travaillant sur l'environnement, en partenariat avec des organismes externes.

Projet BIODIV	Ce projet réunit la plupart des actions de recherche en faveur de la biodiversité d'EDF ; l'engagement associé représente 21 millions d'euros sur 4 ans et a conduit au lancement de 8 thèses et 5 post-docs et à la réalisation de 43 publications. En 2021, le nouveau projet *Renewables Environment and Sustainability* (REES) a été lancé. Piloté par EDF Renouvelables et réalisé par la R&D, il étudie les impacts de l'éolien (terrestre et maritime) et du solaire sur la biodiversité.
Équipe HYNES	Avec l'INRAE [2], 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.
DATA au service de la biodiversité	En partenariat avec le MNHN [3], l'INRAE et ses autres partenaires de recherche, EDF contribue au développement d'outils d'aide à la connaissance et à la décision tels que la « Boîte à outils biodiversité » (BOB) et « Ecoval » (évaluation de l'équivalence écologique).
	Surveillance des eaux de surface : EDF a lancé depuis la fin des années 90 des études pour comprendre l'influence de la température de l'eau sur les organismes aquatiques dans le contexte du changement climatique. Depuis 2020, EDF a réalisé 7 publications sur ce programme. Une synthèse du programme a été réalisée en 2021 comme prévu dans l'engagement public.
	Lacs sentinelles : contribution au dispositif de suivi long terme des lacs d'altitude face aux changements globaux.
	Éolien en mer : dans le cadre du projet éolien *offshore* de Dunkerque, EDF Renouvelables s'est engagée à mener un programme d'acquisition de données sur l'état de conservation des espèces, la qualité des milieux et les services écosystémiques sur le détroit du Pas-de-Calais.

(1) Union internationale pour la conservation de la nature.
(2) inrae.fr
(3) MNHN : Muséum national d'histoire naturelle.

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.

Écosystèmes	L'étude des écosystèmes environnant les infrastructures du Groupe est *a minima* réalisée dans le cadre des études d'impacts environnementales et sociétales (ESA) réalisées en amont des projets, en conformité avec les meilleures pratiques (réglementation en vigueur ou normes de performance de l'IFC).
Sites industriels	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].
Inventaires de terrain	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 (contribution à l'Atlas biodiversité depuis 2015). EDF a également participé au développement des indices écologiques IPE et IQE du Muséum national d'histoire naturelle, et à leur mise en œuvre. Sur le terrain, de nombreux sites ont fait l'inventaire de la qualité écologique de leur foncier et le mettent à jour régulièrement. Des fiches de gestion sont réalisées afin de croiser les enjeux de biodiversité et les perspectives d'usage du foncier (projet, déconstruction, réhabilitation).
Contribution volontaire à l'INPN	En France, EDF transmet volontairement une partie de ses données d'inventaires à l'INPN [2], soit environ 50 000 données d'occurrence en plus des 15 000 données provenant de sa contribution obligatoire.

3.2.1.4 Gouvernance de la biodiversité

En 2021, le Groupe a renforcé la gouvernance en matière de biodiversité et le dialogue avec les parties prenantes du domaine.

3.2.1.4.1 Renforcement de la gouvernance

Gouvernance générale

La gouvernance du Groupe en matière de biodiversité est analogue à la gouvernance climatique (Voir la section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »).

Participation d'EDF au Forum de la Taskforce on Nature-related Financial Disclosures (TNFD)

En 2021, EDF a rejoint 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.

Autres initiatives managériales et labellisations

La gouvernance de la biodiversité s'étoffe de plusieurs initiatives nouvelles en matière de *management* de la biodiversité, récemment mises en place au sein de certaines entités, dans le cadre de la nouvelle norme AFNOR NFX 32-001 : démarche biodiversité des organisations, publiée en janvier 2021, liée au *management* de la biodiversité, ou à la labellisation vers la biodiversité positive.

AFNOR NFX 32-001	EDF La Réunion est certifié à la norme AFNOR sur le périmètre de l'ensemble de ses activités *in situ*, exclusion faite de la post-exploitation.
Labellisation « projet à biodiversité positive »	Le projet photovoltaïque de Saint Romain en Gal (69) a reçu le label « Projet à biodiversité positive » *via* le Schéma de cohérence territorial (SCOT) des Rives du Rhône.

(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, VECO, Nachtigal, EDF Norte Fluminense, NTPC, SLOE, SNOP).
(2) Inventaire national du patrimoine naturel (INPN).

3.2.1.4.2 Renforcement du dialogue avec les parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes en matière de biodiversité est basé 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.

Partenariats

Les partenariats forment une composante majeure de l'action menée en faveur de la biodiversité.

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). Au total, ce sont plus de 100 partenariats noués avec des associations ou des organismes de recherche. En préparation de l'engagement « Entreprises engagées pour la nature », 70 représentants des partenaires biodiversité d'EDF ont été réunis lors d'un séminaire de deux jours en vue de challenger la mise en œuvre de la feuille de route biodiversité d'EDF.
France Échelon local	Localement, de nombreux partenariats 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, le *Wildfowl & Wetlands Trust* à Hinkley Point C et avec le *Romney Marsh Countryside Partnership* à Dungeness.

Think Tank

Think Tank	EDF participe aux réflexions des *think tanks* OREE [1], EpE [2], CILB [3], ainsi qu'au groupe de travail de CDC Biodiversité [4] qui élabore une méthodologie d'empreinte écologique (*Global biodiversity score*).

Instances locales

Instances locales	Le Groupe 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.

3.2.1.4.3 Formation et sensibilisation

Salariés

Pour faire progresser les pratiques professionnelles de ses métiers au regard des enjeux de la biodiversité, le groupe EDF met en place un programme de sensibilisation et de formation à destination de ses salariés. Chaque société pilote ses formations et ses actions de sensibilisation, souvent réalisées avec le concours de partenaires associatifs naturalistes. Huit guides métiers ont été élaborés. Ils décrivent les enjeux biodiversité propres à leur activité opérationnelle, rappellent les évolutions réglementaires, expliquent les modalités de partenariats retenues par l'entreprise et présentent des actions reproductibles.

Sur la base d'un concept analogue à celui de la « Fresque du climat » (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique »), la « Fresque de la biodiversité » sensibilise aux causes de l'érosion de la biodiversité. L'objectif de 1 000 salariés formés ou sensibilisés à la biodiversité à fin 2022 [5] est dépassé par anticipation dès 2021.

[illegible]	2020	2021
Nombre de salariés sensibilisés/formés à la biodiversité (cumul)	467	1 046

Grand public

Le Groupe, *via* sa Fondation ou ses métiers, soutient des actions philanthropiques en lien avec la biodiversité.

	2019	2020	2021
Nombre de projets biodiversité	-	22	44
Montant financé *(en euros)*	-	327 500	687 150

EDF Norte Fluminense poursuit son action avec l'association « Mico Leao Dourado » pour la reforestation de la forêt du bassin-versant, habitat du Tamarin-lion doré. L'entreprise a récemment prolongé son partenariat en vue d'agir en matière d'agroforesterie. Depuis l'origine de ce projet, ce sont près de 10 hectares de forêts et systèmes agroforestiers qui ont été reboisés avec le support direct d'EDF.

(1) oreo.org/objectifs-et-missions.html
(2) epe-asso.org/
(3) cilb.fr
(4) cdc-biodiversite.fr
(5) Pris avec Act4NatureInternational.

3.2.2 Gestion responsable du foncier

Le Groupe accorder la plus grande importance à la sobriété foncière et veut agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou dont il dispose en concession. Dans ce cadre, les entités du Groupe veillent à limiter l'artificialisation et l'imperméabilisation des sols, à optimiser et valoriser le foncier en conformité avec la réglementation, notamment par la mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier. Les entités attachent la plus grande importance à la prévention des risques de pollutions.

3.2.2.1 Sobriété foncière

3.2.2.1.1 Limiter et optimiser l'emprise

Les nouveaux aménagements industriels sont positionnés préférentiellement sur des sites déjà artificialisés. Les opérations d'expertise et de réhabilitation des sites sont réalisées par les entités d'ingénierie d'EDF, avec l'appui de prestataires externes.

Cas des systèmes de production centralisée

Diagnostics	Une cartographie et un zonage des surfaces de terrain à usage industriel sont systématiquement réalisés.
Foncier artificialisé	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.
Reconversion des anciens sites thermiques	La stratégie foncière mise en place au sein de la DPNT permet d'accompagner la reconversion des anciens sites thermiques pour de nouveaux usages industriels. En 2021, 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 (33) et une zone dégradée de l'ancienne centrale d'Artix (64).

Cas des nouvelles énergies renouvelables

Priorité aux propriétés du Groupe et sites dégradés

En matière de nouvelles énergies renouvelables, les implantations priorisent les propriétés du Groupe et les sites dégradés. Des panneaux photovoltaïques sont installés sur les constructions neuves des centrales, les toits ou les ombrières de parking (en 2021, à hauteur de 14 402 modules photovoltaïques pour une puissance de 6,2 MW).

EDF Renouvelables privilégie les sites dégradés et développe tous ses projets en respectant la Doctrine « Éviter Réduire Compenser » (ERC) en plus des études d'impact systématiques. Pour atteindre les objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie en France, les sites dégradés ne seront cependant pas suffisants. Sur les sites présentant des enjeux de biodiversité, des plans de gestion environnementaux et des mesures d'accompagnement sont mis en œuvre, qui répondent aux exigences de protection des espèces et de la biodiversité et favorisent les impacts positifs (gestion différenciée, fauche tardive, etc.) [1].

Autres implantations

Compatibilité avec une activité agricole ou pastorale	La loi « climat et résilience » du 22 août 2021 [2] dispose que les espaces naturels ou agricoles occupés par un parc PV ne sont pas comptabilisés comme artificialisés 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. La même logique de compatibilité est déployée par Luminus en Belgique : le parc solaire d'Ath implanté sur le site industriel d'Hoganasva être doté d'un écran végétal de prés de 900 plantes indigènes mellifères et les espaces verts à proximité des panneaux seront entretenus par des moutons d'Ouessant.
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, le 19 janvier 2021, une charte de bonnes pratiques centrée sur une utilisation responsable et concertée des sols.
PV flottant	Cette technologie vise à installer une centrale sur un lac ou une retenue, le solaire flottant bénéficiant d'un ensoleillement maximal et de la fraîcheur de l'eau pour rafraîchir les panneaux, optimisant leur rendement. Plusieurs entités d'EDF hydro développent actuellement des initiatives et répondent à des appels d'offres.

(1) Outre l'absence d'usage de produits phytosanitaires sur tous ses parcs en gestion.
(2) Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dereglement climatique et renforcement de la resilience face à ses effets (JORF n° 0196 du 24 août 2021).
(3) Un décret est attendu pour en préciser les conditions.

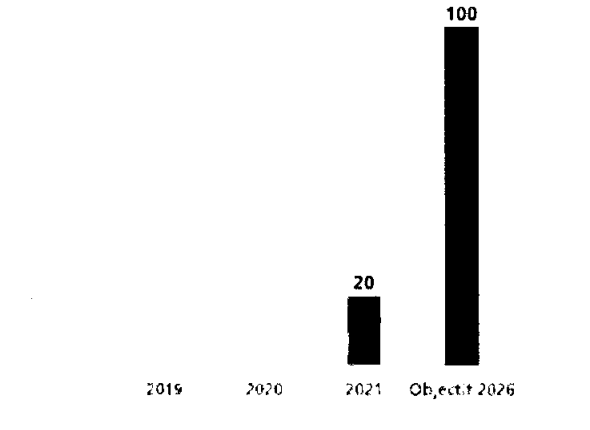
3.2.2.1.2 L'engagement du Groupe

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-usages 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 de PV flottant.

Pour la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

La R&D d'EDF, en collaboration avec EDF Renouvelables, a mis en service sur le site des Renardières un premier démonstrateur agrivoltaïque dont les résultats sont encourageants, la production de luzerne sous les panneaux ayant été douze fois plus importante que sur la parcelle témoin.

Taux de mise en oeuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier (en %)



3.2.2.2 Gestion des sols et eaux souterraines

La pollution des sols et des eaux souterraines figure au titre des impacts potentiels des activités industrielles du Groupe sur l'environnement. Les politiques environnementales des entités visent à optimiser l'utilisation des sols et à prévenir tout impact sur ces milieux. L'utilisation des sols et l'usage des eaux souterraines fait également l'objet d'une surveillance des nappes (voir la section 3.2.3.1 « Soutenabilité de nos usages de l'eau ») et d'un suivi au titre des actions biodiversité (voir la section 3.2.1 « Biodiversité »).

3.2.2.2.1 Prévention des impacts sols et eaux souterraines

Une démarche de type « défense en profondeur »	La prévention des impacts repose sur une démarche de type « défense en profondeur », intégrant plusieurs niveaux de sécurisation dans les moyens de protection opérationnels de tous les sites industriels.
Moyens de protection opérationnels	Maintien en conformité des dispositifs de protection ; maîtrise des opérations de gestion des effluents et des déchets ; entretien et surveillance des ouvrages ultimes de rétentions ; maintien de la propreté radiologique et chimique surfacique des sols ; renforcement des moyens de protection lors des transports de combustibles ou déchets ; présence de kits d'urgence et réalisation d'exercices associés.
Surveillance physico-chimique et radiologique	EDF réalise également une surveillance physico-chimique et radiologique de la qualité des eaux souterraines au droit des sites par l'intermédiaire d'un réseau dense de piézomètre. Voir la section 3.2.3.1.2 « Optimiser l'utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux – Qualité de l'eau et effluents ».

3.2.2.2.2 Plans de gestion

Une démarche volontariste et organisée

EDF a adopté depuis de nombreuses années une démarche volontariste de connaissances de la qualité des sols, sous-sols et des eaux souterraines pour les sites des différents parcs de production (thermique et nucléaire).

Actions engagées	Recensement des activités susceptibles d'avoir une influence sur la qualité des sols et des eaux souterraines ; mise en place d'un suivi régulier de la qualité des eaux souterraines le cas échéant ; mise en œuvre de mesures de gestion.
Méthodologie déployée tout au long du cycle de vie des installations	Vérifications des activités pratiquées et réalisation d'investigations en cas d'acquisition de nouveau foncier ; caractérisation préalable des sols en amont d'un projet pour une utilisation raisonnée et optimisée ; définition de l'état des sols et gestion des éventuels marquages pendant l'exploitation ; actions de réhabilitation lors de l'arrêt des activités.
Organisation et outils dédiés	Participation aux travaux du ministère de l'Environnement et aux commissions normatives ; appui technique centralisé pour les différentes entités du Groupe sur les volets sols et eaux souterraines (Ingeum) ; formations déclinées chaque année sur la gestion des sols et les prélèvements d'eaux souterraines ; actions de recherche et développement avec des partenaires institutionnels (gestion des bétons, valorisation des données sur les sols…).

Cas des produits phytosanitaires (1)

Sites industriels de production centralisée	La Direction Immobilière d'EDF s'était fixée comme objectif d'abandonner tous les produits phytosanitaires d'ici 2022 pour tous les espaces, non sensibles aux questions de sûreté-sécurité, sur les sites industriels continentaux. D'autres entités n'utilisent plus de produits de ce type [2]. À date, 62 % des sites industriels de productions centralisés sont engagés dans une démarche zéro phytosanitaire en lien avec ces objectifs.
Postes sources	En avance sur ses objectifs, et dès juillet 2022, Enedis n'utilisera plus de produits phytosanitaires pour l'entretien des Postes Sources, à l'exception des zones où le traitement est nécessaire pour raisons de sécurité (zones HTB). Pour les nouveaux Postes Source, des expérimentations sont menées dans l'Aude, l'Aveyron et la Drôme en vue de construire des Postes Source Zéro Phyto.

3.2.3 Gestion intégrée et durable de l'eau

En tant que gestionnaire de barrages et réservoirs et utilisateur important de la ressource en eau, le groupe EDF agit en faveur d'une gestion intégrée et responsable de l'eau. En France métropolitaine, les barrages exploités par EDF permettent le stockage de plus de 7 milliards de mètres cubes d'eau soit 70 % du volume d'eau artificiellement stocké en France.

Engagements	Le Groupe s'engage à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable, tant au plan quantitatif que qualitatif (cf. section 3.2.3.1 ci-dessous) et à partager l'eau au sein des 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 (cf. section 3.2.3.2 ci-dessous).
Océan	L'Océan, après le Climat et la Biodiversité, est devenu le 3e sujet environnemental et international majeur du fait des enjeux stratégiques, géopolitiques et économiques associés notamment vis-à-vis de ses ressources. Le groupe EDF a construit un lien historique avec le monde de la mer, notamment avec la construction de la centrale marémotrice de la Rance dans les années 60, avec ses ouvrages de production thermique et nucléaire en bord de mer, et plus récemment avec le développement de l'éolien *offshore* ou la décarbonation des ports. En 2021, le COMEX a nommé un « référent Mer » pour le groupe EDF afin de définir une stratégie et coordonner les différentes entités du Groupe sur ce sujet.
Travaux internationaux	EDF contribue à différents travaux internationaux dans le domaine de l'eau (Conseil d'administration de l'IHA, 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 au travail sur la directive-cadre sur l'eau.
R&D	Chaque année, plusieurs millions d'euros sont consacrés à la R&D dans le domaine de l'eau.
CDP Water	Depuis 2020, le CDP Water, la référence internationale de la notation extra-financière sur l'eau, note le Groupe parmi les leaders des utilities dans ce domaine (cf. section 3.7 « Notation extra-financière »).

3.2.3.1 Soutenabilité de nos usages de l'eau

3.2.3.1.1 Des résultats performants en termes d'intensité eau

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel. L'essentiel du prélèvement d'eau de ses installations se fait en France (81 %) et au Royaume-Uni (17 %) dans des zones où il n'y a pas de stress hydrique permanent. Un grand nombre d'installations nucléaires et thermiques est implanté en bord de mer et n'utilise donc pas d'eau douce.

L'exposition au stress hydrique

Production thermique

Evaluation de l'exposition au stress hydrique	L'exposition au stress hydrique des moyens de production du Groupe a été évaluée par 4 différents outils internationaux (*Blue Water Scarcity* de WFN, Aqueduct [3] de WRI, AWARE du projet WULCA et WEI+ de l'EEA). Ils n'indiquent pas de prélèvement d'eau douce dans des zones stressées en France, à l'exception d'Aqueduct.

Les résultats de cette évaluation montrent que :

BWS [4] < 10 %	Quatre centrales nucléaires sont situées dans une zone de stress hydrique extrême, mais ne sont pas exposées aux risques liés à l'eau car utilisant l'eau de mer comme source froide et ne prélevant donc pas d'eau douce.
40 % < BWS < 80 %	Cinq centrales nucléaires font face à un risque moyen à élevé pour lesquelles des mesures spécifiques ont été prises soit lors de la conception, soit lors de l'exploitation (infrastructure, gestion de l'eau avec les acteurs locaux, etc.). Elles ne sont donc pas confrontées à des risques de pénurie d'eau. Ainsi, le réservoir de Lunax a été construit dès l'origine en amont de la centrale nucléaire de Golfech pour pallier un possible déficit d'eau de la Garonne utilisée pour son refroidissement en période de sécheresse aggravée.
BWS < 20 %	Trois sites thermiques à flamme sont situés dans une zone de stress hydrique pour lesquelles des mesures appropriées d'économie d'eau ont été prises sans avoir d'impact sur la production, faible pendant période estivale (en pratique, des arrêtés préfectoraux liés à la sécheresse sont promulgués chaque année pendant l'été).

Afin de disposer d'une plus grande précision en temps et en espace de la mesure du stress hydrique qui est au mieux une moyenne mensuelle dans ces outils, EDF dispose d'un centre hydrométéorologique qui enregistre les données locales en temps réel pour toutes ses centrales.

(1) Il s'agit de l'un des engagements pris dans le cadre d'Act4Nature.
(2) Cyclife, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense, EDF Hydro, ÉS a abandonné tous produits à base de glyphosate.
(3) WRI 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, etc.
(4) BWS : Baseline Water Stress est calculé comme le rapport entre le prélèvement annuel d'eau et la disponibilité annuelle moyenne de l'eau pendant la période 1950-2010 pour 215 sous-bassins en France.

Production hydraulique

Réévaluation des productibles	Les réservoirs situés en amont de bassins en situation de stress hydrique sont régulièrement sollicités pour des opérations de soutien d'étiage. EDF Hydro réévalue tous les 5 ans le productible de ses sites en prenant en compte l'évolution de l'hydrologie et des températures du fait du changement climatique

Critère d'investissement

Critère	L'évolution du stress hydrique fait partie des critères utilisés pour l'évaluation de tout nouveau projet présenté en Comité d'investissement (CECEG).

Prélèvements effectués

Évolution des prélèvements d'eau	Les prélèvements d'eau du Groupe sont en hausse de 3 % par rapport à 2020, mais restent inférieurs de 5 % par rapport à la moyenne des cinq dernières années.
Eau de refroidissement	69 % de l'eau prélevée à des fins de refroidissement pour le Groupe est issue du milieu marin ou estuarien, sans contrainte de disponibilité de ressource. Cette part s'élève à près de 63 % en France, à plus de 99 % au Royaume-Uni et à près de 85 % en Italie.
Eau souterraine	La quantité d'eau douce prélevée dans les nappes phréatiques est marginale, environ 2 hm³ soit 0,01 % de l'eau douce prélevée en surface. L'eau municipale n'est pas utilisée pour les systèmes de refroidissement, mais seulement pour certaines eaux de process pour une part inférieure à 0,1 %.

Restitutions au milieu naturel

99 % de l'eau prélevée est restituée	À l'échelle du Groupe, environ 43 milliards de mètres cubes d'eau sont 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 mais un faible consommateur d'eau.

L'indicateur clé de performance du Groupe

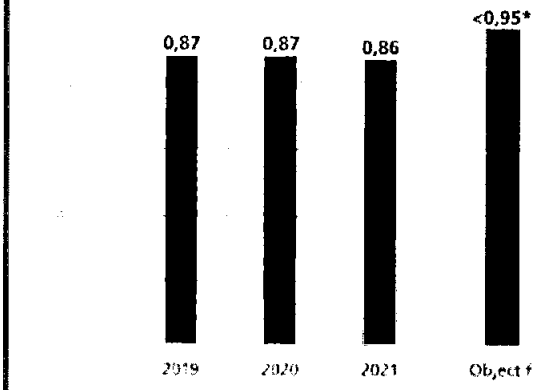
L'intensité eau est la consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produit.

L'objectif de 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, indicateur de 2015). Ce seuil pourra permettre de relativiser une année climatique exceptionnelle. Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production et des actions visant à optimiser l'utilisation de l'eau, les prélèvements et consommations d'eau douce à l'échelle du Groupe devraient baisser dans les années à venir.

L'intensité eau sur la seule année 2021 est en baisse par rapport à 2020 (0,86 l/kWh). En effet, le volume d'eau évaporée [1] en valeur absolue (427 hm³) est en baisse de 2 % en dépit de l'augmentation de la production thermique et des prélèvements d'eau associés. L'essentiel de ce volume se situe en France (96 %).

Intensité Eau (en l/kWh) √



* En moyenne sur les 5 dernières années

√ Valeur 2021 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.

(1) Dont 99,5 % d'eau douce.

3.2.3.1.2 Optimiser l'utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux

L'optimisation de l'eau utilisée dans notre 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 la recyclant, et en utilisant des procédés de dessalement d'eau de mer.

Qualité de l'eau et effluents

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.
	Concernant les eaux souterraines, les piézomètres installés autour des outils industriels permettent d'assurer la surveillance et le contrôle de la qualité des eaux au travers de prélèvements définis dans un plan de contrôle réglementaire. Les informations récoltées permettent de s'assurer de la préservation de la qualité des eaux souterraines. Ces programmes de surveillance de l'environnement associés aux études d'impact et d'incidence réalisées sur chaque installation permettent d'attester de la préservation de la ressource en eau superficielle et souterraine dans la durée
Surveillance spécifique pour le contrôle nucléaire	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 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 amendes environnementales relatives à l'eau en 2021.

Réduction des consommations d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Expérimentation

Golfech	La centrale nucléaire de Golfech a terminé en 2021 une expérimentation menée avec une PME locale en vue de réduire ses prélèvements d'eau (95 000 m³/an) en Garonne ainsi que l'utilisation des produits chimiques (acides/soude) pour la production d'eau déminéralisée (89 000 kg/an).

Aéroréfrigérants secs

DOM	La R&D d'EDF a conçu des systèmes de refroidissement des moteurs par air avec des « aéroréfrigérants secs », réduisant les prélèvements d'eau. Les nouvelles centrales d'EDF PEI ne sont désormais plus refroidies à l'eau de mer, ce sera ainsi le cas de la centrale de Larivot.
Brésil	Le projet d'une seconde centrale près de Norte Fluminense envisage, dès la conception, un système de refroidissement à air, et non à eau.

Nettoyage à sec des panneaux photovoltaïques

EDF Renouvelables	Sur les centrales photovoltaïques au sol exploitées par EDF Renouvelables en France, la pluie suffit globalement à nettoyer les panneaux. Cependant, le taux de salissure et d'encrassement qui se cumule au fil des années sur les panneaux peut conduire à un nettoyage dont la fréquence peut être variable selon les centrales, mais reste très largement supérieure à la fréquence annuelle. Dans ces cas, aucun produit n'est ajouté à l'eau utilisée. Des solutions de nettoyage à sec existent et peuvent être envisagées pour le nettoyage des panneaux dans des zones de stress hydrique à l'étranger.

Modernisation de la chaîne de déminéralisation

Belgique	En Belgique, à Angleur, l'eau de déminéralisation, puisée dans l'Ourthe, est utilisée pour à la fois réduire les émissions de NO_x et augmenter le rendement des turbines. La modernisation du process de déminéralisation a permis de réduire l'intensité eau du site d'environ 20 %.

Réduction des besoins d'eau de process

Chili	Au Chili, à la suite d'une sécheresse longue ayant fait baisser le niveau de la nappe d'un mètre en moins d'un an, des mesures spécifiques ont été prises pour la centrale de Nueva Renca, permettant de diviser par deux l'eau de process en passant de 12 t/h à 6 t/h.

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 pertinent.

Conception des nouveaux réacteurs	Afin de réduire l'impact sur le prélèvement d'eau douce, les possibilités d'utilisation des eaux de STEP et des eaux pluviales comme source d'eau complémentaire sont étudiées dès la conception de nouveaux réacteurs nucléaires.
Cordemais et Martigues	Les centrales thermiques de Cordemais et Martigues récupèrent les eaux de pluie ou recyclent leurs effluents.
West Burton	À la centrale de West Burton A (Royaume-Uni), les effluents de l'usine de traitement des eaux usées ne sont plus renvoyés à la rivière mais acheminés vers les bassins de la centrale pour être réutilisés dans les tours de refroidissement. Chaque année ce sont 100 000 m³ d'eau qui ne sont plus prélevés dans la rivière Trent.
Fuzhou	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).
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.

Dessalement de l'eau de mer

EDF mène plusieurs expérimentations de dessalement sur ses sites :

Flamanville 1,2,3	L'unité de dessalement fonctionne depuis 2016 pour la production d'eau déminéralisée.
Jarry Sud	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.
Simeri Crichi	La centrale de Simeri Crichi (Italie) est équipée de dispositifs de dessalement d'eau de mer en substitution des prélèvements d'eau douce pour le besoin en eau industrielle.

3.2.3.2 Gestion intégrée et partagée de l'eau

Les neuf dernières années font partie du « top 10 » des années les plus chaudes jamais enregistrées sur terre, et 2021 se place au sixième rang, accroissant par là même l'importance d'une bonne gestion de l'eau [1].

3.2.3.2.1 Impact des conditions climatiques sur la production d'électricité

En France, quelques vagues de chaleur sans canicules ni étiages sévères (hormis la Garonne), ont généré des pertes de production historiquement faibles sur le parc nucléaire (5 GWh contre 3 000 GWh en 2020).

3.2.3.2.2 Grâce à une bonne gestion, EDF a tenu ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes

L'eau stockée par EDF dans ses barrages est principalement dédiée à l'alimentation des centrales hydrauliques. La ressource en eau assure également le refroidissement des centrales thermiques ou nucléaires, qui la restituent à une température proche du milieu naturel duquel elle a été prélevée. Mais au-delà des activités industrielles du groupe EDF, l'eau est aussi partagée et redistribuée pour plusieurs usages : l'eau potable pour les villes ; l'irrigation pour les agriculteurs ; la pratique des sports d'eau vive.

La disponibilité de la ressource varie selon les conditions hydrologiques (enneigement, précipitations). La gestion partagée de l'eau se fait en concertation avec les différentes parties prenantes, en particulier les collectivités locales et les six agences de l'eau.

La gestion de l'eau

Agences de l'eau	EDF est représentée par l'UFE [2] dans les instances de gouvernance des Agences de l'Eau [3] de chaque bassin. Au printemps 2021, les ministères français de l'Agriculture et de la Transition écologique ont lancé une démarche de concertation [4] visant à concilier adaptation aux conséquences du changement climatique et préservation d'une agriculture forte. EDF, via l'UFE, a contribué à cette démarche et rappelle le rôle essentiel de l'hydraulique, et d'EDF en particulier, pour le soutien d'étiage.
Coordination de l'eau	EDF s'est doté, depuis 2003, d'une instance interne de coordination de l'eau pilotée par le Directeur Exécutif Groupe en charge des énergies renouvelables. La gestion opérationnelle de l'eau est assurée par une autre instance interne (GGE) chargée d'assurer le suivi permanent des stocks d'eau afin de coordonner les différentes contraintes de production et de gestion du multi-usages de l'eau. En 2021, 458 hm³ ont été déstockés 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. Le soutien du Rhône a été nécessaire à l'automne, en raison du faible débit naturel et de la cote basse du Lac Léman, et a conduit à la mobilisation de 83 hm³ des eaux d'Arves et de 51 hm³ du réservoir de Vouglans.

(1) noaa.gov/news/2021-was-worlds-6th-warmest-year-on-record
(2) Union française de l'électricité.
(3) lesagencesdeleau.fr
(4) « Varennes agricole de l'eau et de l'adaptation au changement climatique ».

Le respect des engagements

Équilibre hydrique et soutien d'étiage	Tous les engagements avec les différentes parties prenantes ont été tenus en 2021. Le Sud-Ouest est le seul territoire où la situation a été particulièrement tendue, avec un risque finalement évité de réquisition des réservoirs hydroélectriques pour l'eau potable sur l'Aude. La mission d'expertise CGEDD-CGAAER a reconnu (lors du Varenne de l'eau) le rôle important d'EDF dans l'équilibre hydrique du bassin Adour-Garonne et conclu à la nécessité de préserver le potentiel de flexibilité hydroélectrique.

Le partage de l'eau dans les projets

Cameroun	Le projet hydraulique de Nachtigal s'efforce d'améliorer l'accès à l'eau pour les habitants de la zone du projet. Un appel d'offres a été récemment lancé pour renouveler les puits de forage existants et en construire de nouveaux dans les zones où l'accès à de l'eau propre représente un enjeu pour les populations. Cette initiative s'inscrit dans le cadre des programmes de soutien aux infrastructures locales, et est établie en concertation avec la population et les autorités en charge du développement communautaire.
Chili	L'initiative *Good energy to improve the quality of life of the Los Burros Sur cove* a remporté le premier prix du concours *Good practices for a more sustainable electricity future* organisé par Generadoras de Chile. Cette initiative est portée par EDF et Latin American Power en collaboration avec différents acteurs du territoire de la commune de Freirina. Le projet comprend plus de dix actions, dont l'installation de systèmes de production d'énergie solaire, l'approvisionnement en eau potable et le soutien à la diversification productive de la zone avec par exemple des cours de plongée pour les pêcheurs ou la livraison d'équipements appropriés. La communauté a obtenu un fonds pour construire une usine de déssalement (appuyé par l'expertise technique des deux entreprises), ainsi qu'un financement supplémentaire destiné à accroître la production d'eau.

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 hydraulique » et notamment « la gestion de l'accès à l'eau ».

3.2.4 Déchets et 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.

Engagements	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 [1] et favoriser le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur ; • utiliser nos 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 déchets radioactifs [2]

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.

En France, EDF 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 en sa qualité de producteur desdits déchets. Orano est chargé du traitement des combustibles usés et l'ANDRA est chargée des opérations de stockage des déchets radioactifs ultimes, conformément aux dispositions de l'article L 542-12 du Code de l'environnement. Afin de répondre à l'enjeu significatif des déchets radioactifs, le Groupe a développé une stratégie de maîtrise et de développement de filières de gestion des déchets radioactifs, lui permettant dès aujourd'hui d'assurer leurs prise en charge, dans des filières industrielles opérationnelles. Les financements associés permettant de répondre aux besoins présents et futurs des chantiers de démantèlements et de l'exploitation des installations nucléaires du Groupe font l'objet de provision dédiées (voir section 2.2.5 - Risque 5B « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés »).

Déchets « à vie courte » et déchets « à vie longue »

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 [2] 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 coeur 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.

France

Pour les déchets HA et MAVL (voir le glossaire), le Groupe s'est engagé aux côtés de l'ANDRA dans la réussite du projet CIGEO, le projet de centre de stockage géologique de maitrise d'ouvrage ANDRA (l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs). À cet effet une convention de coopération a été signée fin 2020 entre EDF et l'ANDRA. Pour le stockage des déchets graphite, le Groupe participe activement en tant que producteur, aux différents groupes de travail engagés dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR), et notamment dans celui concernant le stockage des déchats graphite (FAVL).

Par ailleurs, l'organisation des filiales Cyclife a été complétée afin d'élargir une gamme de solutions de traitement des déchets, permettant une optimisation des volumes stockés.

Concernant la 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 traitées 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.

(1) Concernant le gaspillage alimentaire, EDF ne considère pas cette information comme une information significative. Au regard de son analyse de matérialité, EDF n'estime pas matérielles les informations liées aux modifications de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce, s'agissant de la précarité alimentaire, du bien-être animal et de l'alimentation responsable, équitable et durable.

(2) Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » – « Le cycle du combustible nucléaire ».

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), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. L'objectif est de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MWe puis dans certaines tranches 1 300 MWe.

D'autre part, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle. 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 qui sera exploitée par EDF et dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage 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 et EDF en 2019, en lien 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 au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE).

Concernant 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) ou à l'uranium issu du traitement, EDF envisage la construction d'un entreposage centralisé sous eau sur le site de La Hague. 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, 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. Elle a été suspendue le 3 février 2022 pour se donner le temps de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées, et se poursuivra du 20 juin 2022 au 8 juillet 2022 (pour plus de détails voir note 15.1.1 provision nucléaire en France de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2021 - section 6.1). 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 ».

Royaume Uni

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 de « très haute activité » (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 britanniques et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). L'utilisation d'une série de filières de recyclage et d'évacuation des déchets permettra d'exploiter au mieux le centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria. 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 leur 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 basées 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 « La gestion des déchets issus du démantèlement ».)

Indicateurs en matière de déchets radioactifs

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	304	283	287
[illegible]	444	352	471

En France, la confirmation de la baisse des volumes de production de déchets radioactifs HA et MAVL est corrélée avec la diminution de consommation de combustible sur l'année 2020 et pour partie 2021, compte tenu d'une production d'énergie réduite. Au Royaume-Uni, le retour au niveau des volumes de déchets TFA traduit le retour à l'activité normale, en particulier dans le domaine déconstruction. En complément aux indicateurs précédents, les centrales de production en fonctionnement en France 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 en 2021 est de 3 273 m³, contre 2 597 m³ en 2020 et 3 101 m³ en 2019. Le volume des déchets FMAvc en 2021 est de 6 329 m³ contre 5 429 m³ en 2020 et 5 734 m³ en 2019. Au périmètre du Groupe au Royaume-Uni, les déchets radioactifs à Moyenne Activité générés sont de 161 m³, stables par rapport à 2020 et 2019.

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 2 707 m³ en 2021, contre 2 007 m³ en 2020. Le volume des déchets FMA est de 622 m³ en 2021, contre 251 m³ en 2020.

Les déchets issus des activités industrielles de Framatome, en Belgique et aux USA, sont identifiés par les indicateurs des déchets radioactifs de classe A. Aux USA le volume des déchets classe A est de 215 m³ en 2021, contre 378 m³ en 2020. 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 2021, comme en 2020. Pour les précisions méthodologiques liées à ces données, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

3.2.4.2 Éco-concevoir

La démarche d'économie circulaire est intégrée dès la phase d'ingénierie pour les projets de construction neuve ou de modification importante de process. De nombreux leviers sont mis en œuvre [1] :

À chaque étape du processus	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 et la réutilisation des déchets tout au long du cycle de vie.
Innovations organisationnelles	Mise en place de prescriptions dédiées dans les cahiers des charges ou de procédures internes facilitant l'anticipation sur les chantiers ; qualification des procédés industriels limitant la production des déchets.
Innovations et solutions technologiques	Séparation eau/huile des effluents hydrocarburés, décapage de l'amiante, récupération d'énergie. La centrale de Dampierre utilise par exemple ses eaux chaudes pour alimenter des serres agricoles à proximité.
Sensibilisation des acteurs	Actions de sensibilisation du personnel et des prestataires, par exemple sous forme d'*e-learning* ou de concours.

3.2.4.3 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.

Plans d'action des entités	Les entités déploient des plans d'actions visant à limiter la production de déchets, intégrés aux programmes des systèmes de *management* environnementaux et comprenant des indicateurs associés (quantité de déchets évités, économies réalisées sur la gestion des déchets, quantité d'équipements réemployés, etc.).
Groupe « Déchets et économie Circulaire »	Intégré au SME d'EDF, il a pour mission de mener des actions de prévention, d'optimisation et de recyclage en vue d'éviter la production de déchets.

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 2021 : charbon (+ 59 %), fioul lourd (+ 10 %), gaz naturel et industriel (- 7 %). En France, la consommation de charbon d'EDF a augmenté conjoncturellement sur l'année 2021 du fait des tensions sur le marché de l'électricité. La consommation de gaz d'EDF a diminué de 7 % en raison de la réduction de la production d'énergie à partir de gaz. S'agissant des consommations d'électricité sur les sites industriels, les consommations d'électricité des auxiliaires des moyens de production (environ 20 TWh/an) sont majoritairement de l'autoconsommation électrique [2].

Afin d'optimiser les combustibles et les matières premières, le Groupe actionne de nombreux leviers :

Évolution du mix de production	Le développement des énergies renouvelables, la mise en service de CCG à fort rendement (le projet Marghera Levante d'Edison vise le record européen de rendement à 63 %), l'utilisation de la biomasse par Dalkia, la modernisation du parc thermique des systèmes insulaires avec de la biomasse liquide ou solide.
Optimisation des installations existantes	L'amélioration de l'efficacité énergétique ou du rendement (SEI, Dalkia, EDF au Royaume-Uni) par des actions de maintenance, de modification, de prescriptions en termes de qualité des combustibles et de surveillance renforcée des niveaux de rendement ou de cogénération (*e-monitoring*).
Choix entre les différentes technologies de production les plus performantes	Ces optimisations, effectuées en regard de la courbe de charge et en fonction des performances énergétiques, sont renforcées avec la certification ISO 50001 de 7 sites thermiques dans les territoires insulaires. Dalkia utilise un outil de gestion des énergies permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles des installations énergétiques et de renforcer le recours aux EnR-R en substitution d'énergie fossile.
Mise en œuvre d'une stratégie d'approvisionnement d'uranium naturel	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 (voir la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). 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), et à terme jusqu'à 25 % *via* la relance de la filière URT (uranium de retraitement).
Analyses du cycle de vie	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, solaire photovoltaïque, stockage batterie) 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.
Développement des batteries zinc-air	Zinium est une filiale du Groupe dédiée au développement de batteries zinc – air. Cette technologie utilise des matériaux faciles d'accès et non polluants (sur les métaux rares, voir aussi la section 3.2.4.4.3 « Recyclage dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables »).

(1) Voir aussi la section 3.2.4.3.2 « Optimisation des matériels ».
(2) La production d'électricité nette prend en compte cette autoconsommation.

3.2.4.3.2 Optimiser les matériels

Lors des grands chantiers liés aux investissements réseaux (ÉS, Enedis), 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 grand nombre de matériels et pièces de rechange pouvant encore servir.

EDF Reutiliz	Plateforme digitale de réemploi d'équipements professionnels : EDF a mis en service une plateforme digitale de réemploi d'équipements professionnels, nommée EDF Reutiliz développée en vue de réduire la consommation de ressources et de limiter la production de nouveaux biens. Son déploiement est entré en 2021 dans sa phase de mise en œuvre opérationnelle, intensifiant ainsi les opérations de réemploi déjà déployées sur le parc de production, et sur la gestion du parc mobilier et informatique. EDF R&D a estimé que l'impact carbone du réemploi contribuait à la réduction de son propre bilan de GES (scope 3), mais également contribue à la baisse des émissions de ses parties prenantes qui réutilisent du matériel EDF. La quantification de cet impact carbone sur une partie du périmètre industriel, sur les mobiliers et l'informatique est en cours.

3.2.4.3.3 Optimiser les consommations internes

Le Groupe est dans un souci constant d'optimisation de ses propres consommations à usage tertiaire.

Consommation d'électricité sur les sites tertiaires	Dans un souci de sobriété énergétique, EDF avait pour ambition de réduire la consommation d'électricité sur tous ses sites tertiaires de 2 % par an, entre 2018 et 2021. Le résultat 2021 est en ligne avec l'objectif visé 146 kWh/m².
Autres consommations internes	Un vaste programme de limitation des déplacements a été mis en place dans de nombreuses entités du Groupe. Des actions de sensibilisation à l'économie de ressources (énergie, eau, plastique) sont régulièrement conduites dans l'ensemble du Groupe.

Les salariés du Groupe sont de plus en plus sensibles sur ces questions, notamment au travers de réseaux initiés à leur initiative.

3.2.4.4 Gérer et valoriser les déchets conventionnels

Les déchets dits conventionnels sont les déchets évacués dans l'année vers une filière extérieure agréée. Les déchets stockés sur site en attente d'évacuation, les matériaux réemployés sur site (cas de terres excavées et gravats [1]) et les équipements faisant l'objet d'un réemploi (ventes, dons) ne sont pas comptabilisés. Ils ne comprennent pas les déchets radioactifs. Les cendres de charbon et le gypse issus du process font l'objet d'un bilan spécifique [2]. 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

Politique et engagement du Groupe

La politique RSE du Groupe vise à améliorer la valorisation des déchets produits.

Réutilisation	Développement de la réutilisation des pièces et matériels, notamment lors des déconstructions.
Prétraitements sur site	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).
Partenariats	Développement des partenariats avec des acteurs du recyclage (RECYLUM pour Citelum, Veolia et Suez pour les déchets conventionnels, Ateliers du Bocage pour les cartouches d'imprimante).
Filières existantes	Valorisation des déchets dans des filières agréées ; par exemple les terres excavées ou les sédiments issus des barrages hydrauliques, alors valorisés comme granulats pour le génie civil, ou lors de travaux publics.
Tri et filières dédiées	Tri efficace des déchets, adressés vers des filières de valorisation ou des filières dédiées (Contrats Soren ou First Solar d'EDF Renouvelables pour les panneaux en fin de vie [3]).

(1) Dans le cadre de chantiers de construction ou de déconstruction, EDF réutilise les terres excavées comme remblais destinés à de nouveaux aménagements.
(2) Compte tenu des quantités produites et des débouchés qui permettent leur valorisation (filière cimentière principalement).
(3) Direction des Services Partagés.

Indicateur clé de performance

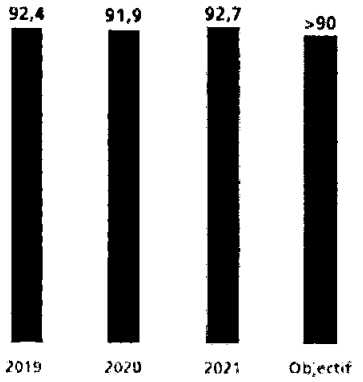
L'objectif de valorisation des déchets conventionnels est d'au moins 90 % pour l'ensemble du Groupe. Pour la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodolog e ».

Le résultat 2021 de valorisation des déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation se situe au-delà de l'objectif annuel.

S'agissant des volumes de déchets, les évolutions d'une année sur l'autre sont influencées par les investissements et les programmes de travaux de déconstruction, ou par des opérations de curage des barrages pour la filière hydraulique. Ainsi en 2021, de nombreux chantiers en matière de vidange et de curage ont entraîné une hausse notable de la production de sédiments et graviers issus des barrages en France pour un volume de 710 000 tonnes, rapporté à un volume total de déchets conventionnels produit par le groupe EDF de 1,07 million tonnes.

La production de déchets dangereux s'établit en 2021 à 73 000 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, et d'une production ponctuelle de déchets d'hydrocarbure au Royaume-Uni. En France, grâce à l'optimisation des process d'exploitation, la production de déchets dangereux a baissé de 35 % en cinq ans. De nouveaux outils ont été récemment mis en place en vue d'optimiser encore le pilotage de la production de déchets dangereux issus de l'exploitation des filières industrielles (dont un indicateur trimestriel dédié).

Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation (en %)



3.2.4.4.2 Valorisation des produits de combustion

Valorisation des cendres

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 2021, EDF a produit 91 188 tonnes de cendres de charbon et valorisé 39 342 tonnes soit un taux de valorisation de 43 %.

Travaux de recherche

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 [1].

3.2.4.4.3 Recyclage dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables

Recyclage des éoliennes

Recyclable à 98 %.	La quasi-totalité des composants d'une éolienne se recycle, à l'exception des pales et des aimants permanents. Composée essentiellement de béton, d'acier/fonte, de cuivre et d'aluminium, la structure d'une éolienne est recyclable à 90 %. Fondations béton incluses, ce chiffre atteint 98 %.

Les éléments difficilement recyclables sont les pales en matériaux composites. Elles représentent environ 10 % du poids d'une éolienne (2 % fondations incluses). La solution de traitement la plus mature est pour l'instant la valorisation énergétique.

Les pales

Soutien à l'appel à une interdiction de mise en décharge	En 2021, EDF Renouvelables, en tant que membre de WindEurope, soutient l'appel à une interdiction de mise en décharge à l'échelle européenne des pales d'éoliennes déclassées d'ici 2025. L'industrie éolienne européenne s'engage activement à réutiliser, recycler ou récupérer 100 % des pales déclassées.
R&D	Les pales et composants de l'éolienne qui ne sont pas recyclés actuellement 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.
Une éolienne 100 % recyclable à l'horizon 2030	EDF Renouvelables travaille notamment avec Siemens Gamesa dans le but de déployer plusieurs sets de pales RecyclableBlade sur un futur projet en mer. Grâce à cette technologie, la séparation des matériaux contenus dans la pale est possible à la fin de sa durée de vie, ce qui permet le recyclage.

(1) Parmi les nombreux exemples, citons la fourniture gratuite des eaux tièdes de la centrale de Gravelines à la ferme aquacole Aquanord, ou 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).

Les terres rares [1]

Enjeu	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).
Recyclage des aimants permanents	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.

Recyclage des panneaux photovoltaïques

En Europe, le recyclage des panneaux photovoltaïque est régi par la directive européenne « DEEE » (Déchets d'Équipements Électriques et Électroniques). Les fournisseurs sont responsables du traitement de leurs produits en fin de vie.

Recyclable à 95 %	Plus de 95 % des composants sont recyclables. Les terres rares n'entrent pas dans la fabrication des panneaux photovoltaïques.
Collecte, valorisation et recyclage	En France, Soren assure la collecte en fin de vie (l'écoparticipation moyenne à l'achat de l'équipement est de 70 centimes d'euro par panneau). La première usine de recyclage PV a été ouverte à Rousset (13) et valorise les panneaux « silicium cristallin ». 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. Hors UE, EDF contribue à la création de filières de recyclage dans les pays où le Groupe est présent.

(1) Les « terres rares » constituent une des catégories des métaux rares regroupant un ensemble de 17 métaux dont les propriétés chimiques sont nécessaires à la fabrication d'appareils de haute technologie. D'autres métaux sont considérés comme « rares » ou « critiques » mais ne sont pas des terres rares, par exemple le cobalt ou le lithium.

3.3 Bien-être et solidarités

Le bien-être des personnes (y compris la sûreté nucléaire et hydraulique) 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.

2,1
LTIR GLOBAL

71,8 %
TAUX DE DIRIGEANTS FORMÉS AU PROGRAMME ANTI-CORRUPTION

29,8 %
TAUX DE MIXITÉ

642 482
ACTIONS DE CONSEIL DU DISPOSITIF ACCOMPAGNEMENT ÉNERGIE

La sûreté nucléaire un enjeu prioritaire

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 à la mise en place par EDF d'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 le processus de réexamen périodique des réacteurs qui se déroule tous les 10 ans et qui est encadré par l'ASN pour autoriser la poursuite d'exploitation 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 ;
- dispose d'un dispositif de préparation aux situations d'urgence, par la réalisation d'exercices réguliers ou la mise en place de dispositifs dédiés tels la FARN ;
- 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.

Tout événement grave lié aux activités nucléaires du Groupe aurait des conséquences potentielles ou avérées sur la population et/ou sur l'environnement d'un territoire. Ces éléments en font un enjeu extra-financier majeur du Groupe (voir section 2.2.5 Risque SC – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire).

3.3.1 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 [1] et audits OSART [2]) conduits par les experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Au Royaume-Uni, l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Ils 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 [3] (voir la section 1.4.1.2.2 « 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 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 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

Pour la méthodologie de cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

Indicateur INES

	2019	2020	2021
Événements significatifs de niveau égal à deux sur l'échelle INES[4] (nb)	3	1	1

(1) World Association of Nuclear Operators, Association mondiale des exploitants nucléaires.
(2) Operational Safety Review Team.
(3) Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » – « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection » en France et pour le Royaume-Uni la section 1.4.5.1.2.1 « La production nucléaire ».
(4) *International Nuclear Event Scale*

3.3.1.2 Sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. 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 3.4.1.3.1.3 « 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 CAP 2030. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, le Groupe se doit d'être un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de santé.

Le Groupe a pour objectif 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 en matière d'écoute des salariés et de recueil des attentes : « MyEDF Group »

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 COMEX et dans les différents CODIR. Ils permettent d'orienter les priorités et de nourrir les plans d'actions au sein des équipes.
Enquête 2021	L'enquête 2021 s'est déroulée sur 4 semaines. Elle est conduite par IPSOS qui garantit strictement l'anonymat et la confidentialité des réponses. La participation est à nouveau en progression à 79 %. L'indice d'engagement s'est maintenu à un bon niveau (69 %) identique à l'an passé. Les résultats en termes de leadership (indice de *leadership* (1)) sont intégrés à la rémunération variable des cadres-dirigeants (cf. section 3.5.4.6 « RSE et rémunération des cadres dirigeants »).

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.

Ambition	Le Groupe ambitionne d'être une référence en matière de santé et de sécurité.
Portée au plus haut niveau du Groupe	La politique s'appuie sur un engagement conjointement signé du Président-Directeur Général et l'ensemble des membres du Comité exécutif.
Cadre de cohérence	La politique définit un cadre de cohérence dans lequel s'inscrivent les politiques des différentes filiales du Groupe, ainsi que leurs plans d'actions.
Périmètre	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.
Priorités et objectifs	Les priorités de la politique sont d'abord d'éradiquer les accidents graves et 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, enrichi de nouvelles pratiques. Elle s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés.
Revue	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	En 2021 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.
Critères de Revue R. 1	La revue organisée en février 2021 par le Comité stratégique Santé Sécurité a permis de constater que 100 % du périmètre du Groupe avait réalisé une autoévaluation de son système de *management* santé sécurité selon le cadre de référence BEST.

Les certifications Iso 45 001 et MASE

Taux de couverture	Fin 2021, 35,2 % des salariés du groupe EDF sont couverts par une certification externe en matière de santé et de sécurité.

« Stop sécurité »

NoGo	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.
2021	Un temps d'arrêt a été effectué dans l'ensemble du Groupe en octobre 2021 pour que s'organise dans chaque équipe de travail un débat sur la déclinaison et l'appropriation de la nouvelle politique.

(1) L'indice de leadership est un « indice de dynamique managériale » descriptif et factuel qui permet, utilisé de façon macro, de mesurer la qualité du management sur l'ensemble de l'entité.

Partage de l'analyse des « Événements à Haut Potentiel » (HPE)

Boucle d'amélioration continue	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. Près de 70 % 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.
Intéressement 2021	En 2021, le critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF a porté sur la réduction du nombre de blessés liés aux HPE et le développement des analyses de ces événements.

Audits santé sécurité

Visites de chantier	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 avec les équipes auditées.

Voir aussi la section 3.9.1 « 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

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.

Éradiquer les accidents graves et les accidents mortels

Quatre accidents mortels directement liés à l'activité professionnelle se sont produits en 2021. Ces quatre drames ont touché des salariés prestataires.

Exigence collective	Dans la continuité des démarches menées dans le Groupe en vue d'éradiquer les accidents graves et mortels, la nouvelle politique ambitionne de développer une exigence collective de sécurité portée par les salariés du Groupe et les salariés des sous-traitants.
Dynamique de progrès avec les prestataires	La politique actualisée renforce la dynamique de progrès avec nos prestataires. Quatre fiches actions ou « atouts » ont été élaborées dans ce sens.

Diminuer les accidents du travail

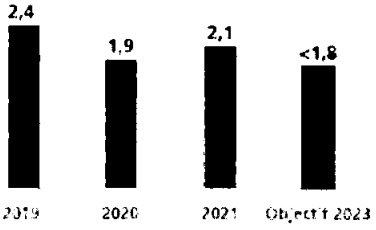
Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liée à la réalisation des activités, le groupe EDF retient l'indicateur LTIR (*Lost Time Injury Rate*) correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons.

L'indicateur-clé de performance du Groupe : LTIR global

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. Pour la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Les résultats de 2021 sont en légère amélioration par rapport à 2019. L'année 2020 est particulière, car les effets de la crise sanitaire avaient conduit à une forte réduction de l'accidentologie, notamment de plain-pied, diminuant mécaniquement les résultats LTIR.

LTIR Global



Précisions sur les accidents du travail et les maladies professionnelles (1)

	2019	2020	2021
Salariés			
LTIR salariés du Groupe	1,8	1,4	1,7
Accidents du travail salariés (avec arrêt d'un jour ou plus)	433	351	432
Taux de gravité	0,14	0,13	0,16
Maladies professionnelles	63	41	40
Prestataires			
LTIR prestataires	3,4	2,6	2,6
Accidents du travail prestataires (avec arrêt d'un jour ou plus)	635	483	513

En ce qui concerne les maladies professionnelles, la baisse observée depuis quelques années s'explique par la réduction des déclarations de pathologies liées à l'amiante, confirmant l'effet des mesures de prévention et de protection mises en place.

(1) Pour la méthodologie associée à ces indicateurs, voir section 3.6 « Méthodologie ».

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

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 également 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.

	2019	2020	2021
Nombre de jours d'absence par salarié et par an	9,1	8,8	9

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. Le Groupe s'engage sur les sujets de santé publique tels que la prévention des addictions et du risque cardiovasculaire.

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.

La crise sanitaire a eu un effet d'accélération sur l'évolution de nos modes d'organisation du travail avec un impact significatif en termes de simplification, de responsabilisation, de performance. Les principales évolutions se sont traduites de la manière suivante :

Accord TAMA pour EDF	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, nouvelles possibilités de souplesse horaire, prise de travail directement sur chantier) et se concrétisera par la co-construction d'un projet d'équipe permettant de définir les évolutions du fonctionnement de l'équipe.
Accords télétravail dans les sociétés du Groupe	Développement massif de la pratique du télétravail ayant amené plusieurs sociétés du Groupe à mettre en place ou à revoir leur accord sur le télétravail (Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg, Framatome…) ou à développer cette organisation du travail (Luminus, EDF UK…).
Dématérialisation et outils collaboratifs	Dématérialisation importante et automatisation de certaines tâches et développement massif de l'usage des outils collaboratifs à distance (signature électronique, Teams…).

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.

Un régime de protection sociale spécifique

Statut des Industries Électriques et Gazières (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 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.

(1) Gestionnaire de distribution gère dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

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 a été comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des régimes obligatoires de retraite engagés par les gouvernements successifs. 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 nouveaux embauchés, à travers la création d'un compte épargne jours retraite. Un projet de loi instituant un système universel de retraite, applicable à l'ensemble des salariés concernés par la réforme, quel que soit leur régime de retraite, dont le régime IEG, a été examiné à l'Assemblée nationale en février 2020, avant d'être suspendu du fait de la crise sanitaire liée à la Covid. Si un nouveau projet de réforme des retraites, quelle que soit sa nature, était prochainement réengagé, les grands enjeux pour le groupe EDF demeureraient de trois ordres : • d'acceptabilité sociale : le régime spécial de retraite est l'un des piliers du statut des IEG ; • financier : le régime spécial de retraites des IEG représente un surcoût financier de plusieurs centaines de millions d'euros par an, et une vingtaine de milliards d'euros en engagements ; • de transformation, notamment en matière de fluidification des mobilités au sein et en dehors du Groupe (pour lesquelles les différences entre régimes de retraites constituent le principal frein).
Santé, invalidité et décès	Au regard des pratiques des grands groupes, il est apparu que la couverture santé, invalidité et décès des salariés pourrait être mieux adaptée, ce qui a conduit à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines. 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, l'année 2021 a marqué l'aboutissement d'un travail de concertation approfondi entre les partenaires sociaux des IEG et les pouvoirs publics concernant un rééquilibrage des comptes de la CAMIEG, 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, ces mesures se répercuteront au bénéfice des salariés des IEG. Ces derniers auront un impact financier positif sur leurs salaires en 2021 et 2022 : le taux de cotisation salariale maladie complémentaire est réduit de 25 % par rapport à son niveau de 2020 puis, à compter de 2023, cette baisse de taux restera de 5 % par rapport au niveau de cotisation salariale 2020. La cotisation de solidarité versée par les actifs pour le compte des inactifs baisse de façon pérenne de 17 %, à partir de janvier 2021.

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.

Santé et environnement	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.
Détection des sujets émergents	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. En 2021, EDF a étudié les implications du nouveau plan national santé environnement du gouvernement pour la période 2021-2025, le projet de la Commission européenne « Zero pollution action plan » publié le 12 mai 2021. EDF anticipe également la révision du règlement Reach.
Nuisances sonores	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 réalisées dans l'environnement des centrales nucléaires, à raison de deux sites par an.
	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. 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.
Nuisances lumineuses	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 Qualité de l'air

3.3.1.5.1 Améliorer la qualité de l'air en transformant le parc de production

Modernisation du parc thermique	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. Grâce à son futur système de traitement des fumées, le projet de CCG d'Edison en Italie, Marghera Levante (780 MW avec un rendement de 63 %), qui devrait être mis en service en 2022 émettra une quantité de NO_x équivalente à 30 % de la limite de l'installation actuelle.
	EDF poursuit son expérimentation des biothquides, combustibles peu soufrés, en remplacement de combustibles fossiles, tout en ayant expérimenté la production d'un combustible alternatif à base de bois déchets [3]. En complément, le groupe EDF développe des technologies non émettrices de NO_x, SO_2 et propose, dans les systèmes insulaires, des systèmes isolés 100 % EnR.

ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE SO_2, NO_X ET POUSSIÈRES À L'ÉCHELLE DU GROUPE

Émissions de SO_2, NO_x et poussières dues à la production d'électricité et de chaleur (kt)*	2019			2020			2021		
	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.
Groupe EDF	18	36	3	17	30	3	18	31	3
EDF	4	10	0,4	3	9	0,2	4	10	0,2

Pour la méthodologie de ces indicateurs, voir section 3.6 « Méthodologie ».

(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 N° 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) Dans le cadre du projet Ecocombust.

3.3.1.5.2 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'aéraulique.

Contribution scientifique	Avec le CEREA, EDF R&D participe à l'effort scientifique en développant des modèles *open source* [2].
Flotte équipée de capteurs de qualité de l'air	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.
Mobilité et pollution atmosphérique	Airparif est l'un des partenaires de Citelum à Asnières-sur-Seine, dans le cadre d'AIRLAB [3]. 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.
Prévention des impacts sanitaires	EDF contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique en s'impliquant dans l'Association pour la prévention de la pollution atmosphérique (APPA) et le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) et en étant un membre actif de la Société française de santé environnement (SFSE).

3.3.1.5.3 Améliorer la qualité de l'air intérieur des bâtiments

EDF propose des solutions innovantes visant à agir sur la qualité de l'air intérieur d'un bâtiment.

Démonstrateur à Villiers-sur-Marne	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 CEREA s'est traduit par la réalisation d'un premier démonstrateur numérique de la qualité de l'air dans un appartement témoin.
Offre d'accompagnement des ERP	Dalkia accompagne les établissements de santé sur la réglementation de la qualité d'air intérieur au sein des blocs opératoires, mais aussi les établissements recevant du public. Il a élargi son champ d'activité en proposant l'équilibrage de réseaux aérauliques, le nettoyage des gaines, la requalification des salles, et également du conseil sur les risques sanitaires.
« NemoPool »	La mise au point de solutions passe par l'innovation et la co-construction. Avec la *start-up* ETHERA, Dalkia a développé NemoPool pour améliorer le confort des baigneurs et du personnel dans les piscines. Cet outil régule le taux de trichloramines en agissant sur les systèmes de ventilation.
« Air Quality Challenge »	Covivio et EDF, se sont associés à l'incubateur Impulse Partners pour lancer le « Air Quality Challenge ». Il s'agit d'un appel à projets européen auprès des *start-ups*, PME, laboratoires, associations et grandes entreprises. Le but est de proposer de nouvelles solutions innovantes dans le domaine de la surveillance et de la mesure de la qualité de l'air intérieur, tout en impactant positivement les consommations énergétiques des bâtiments.

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

Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG)	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.
Responsables Éthique et Conformité (REC)	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.
Cercles et associations	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.

(1) Il s'agit plus particulièrement du Département MFEE d'EDF R&D.
(2) Libre d'accès au code source.
(3) Le laboratoire de solutions innovantes pour la qualité de l'air d'Airparif.

3.3.2.1.3 Charte éthique et valeurs du Groupe

Respect, Solidarité et Responsabilité	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. Actualisée en 2019, la Charte éthique Groupe se concentre désormais 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 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)

13 programmes de conformité	La PECG, qui 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, 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 ; la conformité au règlement REMIT ; 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).

3.3.2.2 Programme anti-corruption et autres programmes de conformité

3.3.2.2.1 Le programme anti-corruption

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 anti-corruption intégrant les exigences de la loi :

Un code de conduite [illegible]	Ce code de conduite, revu en juillet 2021, 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	Voir la section 3.3.2.4 « Dispositif d'alerte ».
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 PECG 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.
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 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 nouvelle 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 qui a été mise en cohérence avec la nouvelle version du code de conduite ; • des formations spécifiques en présentiel : formations génériques auprès des nouveaux entrants du réseau éthique et conformité, des administrateurs de filiales ou des *contract managers*, et deux nouvelles formations réalisées par des avocates à destination des salariés chargés de l'évaluation des tiers et du traitement des alertes, des sessions ont été programmées à un rythme soutenu jusqu'à mi-2022 afin de former les salariés actuellement en poste. 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. Depuis la fin 2020, le suivi d'un *e-learning* anti-corruption est devenu 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.).
Un dispositif d'évaluation interne	Un dispositif permet aux entités d'évaluer le niveau de déploiement, de maîtrise de chaque exigence clé est en place. Il permet d'identifier les actions d'amélioration à engager.

(1) edf.fr/sites/default/files/contrib/content-engagement%20ethique%20et%20conformite%20groupe/page%203/code-de-conduite-fr.pdf

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 », les cadres dirigeants doivent élaborer dans leur entité des dispositifs pour sensibiliser leurs collaborateurs, mettre en place des contrôles afin de détecter 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 influer 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 [1] et via les associations dont elle est membre *. 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 2021, les principales actions ont porté notamment sur les dossiers prioritaires suivants : soutien à l'ambition climatique (- 55 %) et au développement des sources de production d'électricité à faible intensité d'émissions de carbone (dont l'*offshore*), accélération de l'électrification de l'économie, promotion de l'hydrogène bas carbone, soutien au plan d'action finance durable et à la taxonomie.
L'encadrement du financement de partis politiques	Le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Dans les seuls pays où la législation le permet, le financement doit respecter le principe de neutralité. 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. Les sociétés du Groupe concernées doivent signaler tout financement à leur maison-mère chaque année. En 2021, EDF Renouvelables a effectué des versements aux États-Unis, d'un montant de 26 500 USD sous forme de *Political Action Committee* contributions et de 314 500 USD sous forme de *corporate contributions*.

Indicateur clé de performance du Groupe

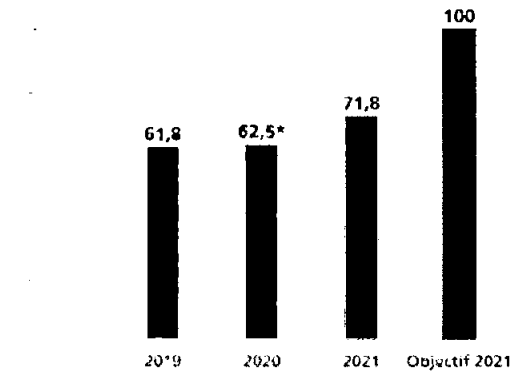
Le taux de dirigeants du Groupe ayant suivi une formation à la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence constitue l'actuel Indicateur clé de performance du Groupe sur l'engagement « Éthique, conformité et droits humains ». Pour la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Une modification en 2020 a conduit mathématiquement à minorer le calcul du taux de cadres dirigeants par rapport à celui de 2019.

À fin 2021, ce taux est de 71,8 %.

Les sollicitations croissantes au cours des différentes phases de la crise sanitaire ont conduit une partie des dirigeants à prioriser les actions de déploiement du nouveau code de conduite, qui définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiées dans la cartographie des risques de corruption (voir ci-dessus « Un code de conduite éthique et conformité intégré au règlement intérieur et un régime disciplinaire »).

Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption (en %)



* Méthodologie de calcul révisée en 2020 pour ne plus porter que sur les cadres dirigeants en exercice

(1) ec.europa.eu/transparencyregister/public consultation/displaylobbyist.do?id=39966101835-69

(2) avere.org/wp-content/uploads/2019/02/the_electrification_alliance_-_declaration-2017-030-0453-01-e.pdf (The Electrification Alliance Electricity for an Efficient and Decarbonised Europe).

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.

Repères et formation	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 : • le premier module est relatif à l'identification et la compréhension des liens entre stéréotypes et discriminations au travers d'un *serious game* « Vivre ensemble la diversité » ; • le second est relatif à la compréhension et la prévention du sexisme ordinaire au travail et s'intitule « Sexisme, pas notre genre » ; • le troisième est un module de formation à la prévention et la lutte contre le harcèlement sexuel. Il est également intégré dans le parcours de formation des *managers*, parmi les fondamentaux du *manager* sur *e-Campus Manager*. 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 PECG 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 actualisé en 2021 vient compléter cette politique. Des exigences sont également inscrites dans la PECG concernant la conformité au règlement européen EMIR.

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.

3.3.2.2.4 Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT)

En application de la PECG, 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, nommé en septembre 2017, 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 en ligne du personnel d'EDF est à disposition sur l'intranet du groupe EDF en libre accès. Les filiales hors de France en particulier EDF UK, Edison, Luminus et EDF Trading, ont également mis en place des dispositifs de formation et de sensibilisation de leurs salariés.

Sensibilisation et formation	Un dispositif de formation du personnel d'EDF est en ligne depuis 2019. Il est librement accessible sous VEOL, l'intranet du groupe EDF. Les filiales hors France, en particulier EDF UK, Edison, Luminus et EDF Trading ont également mis en place des dispositifs de formation et de sensibilisation de leurs salariés. Pour ce qui concerne les salariés d'EDF, 1 335 personnes ont été formées à fin 2021 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 (cf. §3.3.2.4).

Sensibilisation et formation	Après avoir déployé de 2010 à 2015 un *e learning* ayant permis la formation de plus de 5 400 salariés, puis entre 2016 et 2021 un *Serious Game* plus généraliste intitulé « Cap Antitrust » suivi par environ 2300 salariés, un nouveau *e-learning* de sensibilisation au droit de la concurrence est accessible depuis octobre 2021 à tous les salariés sur le portail interne de formation du Groupe en deux langues (français, anglais). Cet *e-learning* est 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. Le Groupe organise à intervalle régulier des exercices de simulation d'enquête d'autorités de concurrence afin de sensibiliser à l'importance du respect des règles du droit de la concurrence.

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.

Délégués à la protection des données (DPO)	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.

Direction Groupe Export Control et Sanctions Internationales	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.

3.3.2.2.8 Devoir de vigilance

Voir la section 3.9 « Plan de vigilance ».

3.3.2.3 Droits humains

L'un des objectifs fondamentaux du groupe EDF est de s'attacher à respecter et faire respecter les droits de l'homme dans toutes ses activités et partout où il est présent.

Référentiel 2021	En mars 2021, EDF a élaboré un référentiel rassemblant les engagements du Groupe (EDF et les sociétés qu'elle contrôle [1]) 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 en matière de respect des standards internationaux, des droits de ses collaborateurs, des droits des communautés locales notamment.

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.

Standards internationaux	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 charte internationale des droits de l'homme de l'ONU 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 humains.
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 ainsi que les fournisseurs et sous-traitants, EDF s'engage à dialoguer avec les victimes et/ou leurs représentants en vue de remédier à la situation, conformément aux *OCDE Principles for Multinational Enterprises auxquels* le groupe EDF adhère.

(1) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestions, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

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.
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 mises 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 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. Il vise à garantir l'exercice effectif des droits syndicaux et reconnaît comme interlocuteurs 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.
Rémunérations, 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 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.

3.3.2.3.3 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.

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'autoidentification » et « l'absence de domination ». EDF respecte les droits individuels et collectifs des peuples et communautés autochtones, notamment leur droit à l'autodétermination, leur droit à la terre, aux territoires et aux ressources et leur droit au CLIP (Consentement Libre Informé et Préalable ou *Free Prior and Inform 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 s'inscrit dans celle des engagements et exigences RSE du Groupe [1], elle s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, tels que notamment :

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.
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*, tels que déclinés par exemple par le Danish Institute on 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 de 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.

Au niveau des processus de décision d'investissement

La prise en compte des droits humains, au travers du référentiel rassemblant les engagements du Groupe, est systématiquement intégrée à l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ainsi qu'au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI). Cela prend la forme d'identification des risques de droits humains associés aux projets, tant pour les activités développées, que pour les relations fournisseurs envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la construction d'une grille, mise à disposition en 2021, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements 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. Tous les engagements et exigences du Groupe en matière de droits humains sont traités, tel que le respect des conventions fondamentales de l'OIT (concernant le travail des enfants, le travail forcé, la liberté d'association, les discriminations), les droits des communautés locales ou les conditions de sécurité et sanitaires pour les populations concernées.

(1) 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.

(2) Human Rights Impacts Assesment and Management.

En termes opérationnels

Parc solaire en Inde	Lors du développement du parc solaire d'EDF Renouvelables à Bap Tehsil en Inde, le dialogue avec les communautés locales a permis : • d'éviter des impacts : une route de contournement a été construite pour éviter les perturbations de circulation dans le village ; • d'atténuer des impacts : la conception de l'usine a été revue pour préserver les arbres conformément aux demandes des communautés locales ; • de compenser des impacts : des investissements communautaires ont été réalisés, comme la création d'un bassin d'eau dans le village.
	Pendant la phase d'exploitation, le dialogue et les investissements se sont poursuivis : un budget social est consacré chaque année à des programmes tels que l'amélioration sanitaire des bâtiments scolaires, la fourniture de ventilateurs, de matériel sportif aux étudiants et de vélos aux villageois aux revenus faibles. Le développement du projet a également créé des opportunités d'emploi pour les personnes riveraines.
Centrale biomasse en Côte d'Ivoire	Concernant le projet de centrale biomasse BIOVEA Énergie en Côte d'Ivoire, une étude spécifique a été réalisée sur le travail des enfants afin de comprendre sa nature et ses causes dans le domaine agro-industriel de la région dans laquelle sera implantée la centrale. Sur la base de cette étude, BIOVEA Énergie a choisi d'agir, notamment *via* une collaboration avec la coopérative de la région de Toumangué, qui couvre à elle seule la grande majorité des petits planteurs de cette zone. L'objectif est de développer des Champs École Paysans (CEP), qui permettent la mise en place de bonnes pratiques agricoles et de *management* en s'appuyant sur 6 thématiques dont une spécifique sur le travail des enfants. Un budget de 150 000 euros est prévu les deux premières années pour le lancement et développement des CEP, puis un accompagnement de 24 000 euros par an pendant 14 ans.
Projet hydroélectrique au Cameroun	En plus du dispositif d'alertes éthiques du groupe EDF, les projets développent des dispositifs locaux de gestion des plaintes afin de garantir que les communautés, subissant les impacts directs et indirects des projets, puissent faire part de leurs préoccupations et les voir traitées. Conformément aux normes internationales environnementales et sociales, le projet hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun a mis en place depuis avril 2015 un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes. Chacun peut les adresser par écrit, oralement ou par procuration, dans toutes les langues locales de la zone d'intervention du projet, ainsi que dans les langues officielles du pays. Les réclamations sont enregistrées dans le registre des requêtes et des plaintes du projet. Une fois enregistrée, et si la plainte concerne les engagements, les activités, la responsabilité ou le mandat du projet, une enquête est initiée pour déterminer le fondement de la plainte. Le projet propose alors un traitement au plaignant. Un Comité de médiation peut intervenir si le plaignant n'est pas satisfait du traitement appliqué. Enfin, une commission de recours peut être sollicitée si le plaignant n'est pas satisfait de la solution proposée par le Comité de médiation.

Modern Slavery Act

EDF UK	Conformément au *Modern Slavery Act*, EDF au Royaume-Uni s'efforce de garantir que ses activités, ainsi que celles de sa chaîne d'approvisionnement, font l'objet d'une évaluation des risques liés à l'esclavage moderne et que des moyens de mitigation soient mis en place. EDF au Royaume-Uni dispose d'une déclaration sur l'esclavage moderne couvrant l'ensemble de ses collaborateurs et de ses achats. Cette déclaration, conformément à la loi (*Modern Slavery Act*), est publiée sur le site Internet de la filiale. EDF au Royaume-Uni emploie environ 12 000 personnes, sa chaîne d'approvisionnement est composée d'environ 5 000 fournisseurs. L'ensemble de ses collaborateurs sont tenus de respecter les principes directeurs de la filiale (*Code of Conduct for Employees and Ethics & Business Conduct Policy*) en matière d'éthique. La filiale met en place des guides supports pour sensibiliser les salariés à ces principes et valeurs et fournir les outils nécessaires au signalement de tout comportement contraire aux principes d'EDF au Royaume-Uni.
	Concernant la chaîne d'approvisionnement, les risques potentiels d'esclavage et de traite des êtres humains sont évalués afin d'identifier les domaines d'achat à privilégier. Cela concerne par exemple les achats de panneaux photovoltaïques. Les fournisseurs sont tenus de respecter un ensemble de normes, dont l'obligation de réaliser une autoévaluation de leurs risques alignée sur les dix principes de l'United Nations Global Compact (1). EDF au Royaume-Uni encourage sa chaîne d'approvisionnement à adopter une démarche d'amélioration sociale et environnementale. Des obligations relatives à l'esclavage moderne sont incluses dans le processus en amont des contrats et les fournisseurs sont évalués à toutes les étapes du cycle d'achat, de la qualification jusqu'à l'exécution du contrat.

Prise en compte dans les achats Groupe

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 ».

L'*e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association « Entreprises pour les droits de l'homme » (EDH), dont EDF est membre fondateur, a été actualisé en 2021 pour intégrer le devoir de vigilance et est accessible à l'ensemble des salariés.

Des indicateurs de performance issus de CAP 2030 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).

(1) unglobalcompact.org/what-is-gc/mission/principles

3.3.2.4 Dispositifs d'alerte

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 un dispositif 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. La DECG est le référent du dispositif pour le Groupe. Le dispositif d'alerte Groupe bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE [1] qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion. Tout alerteur peut choisir d'utiliser le Dispositif 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…).

3.3.2.4.2 Accessibilité du dispositif

Le dispositif d'alerte Groupe, géré à partir d'une plateforme indépendante, déconnectée du SI d'EDF, est accessible en permanence par le site web du groupe EDF. Son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix [2].

3.3.2.4.3 Dépôt de signalements

Le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses collaborateurs, seraient les auteurs ou les victimes.

3.3.2.4.4 Analyse de la recevabilité des signalements

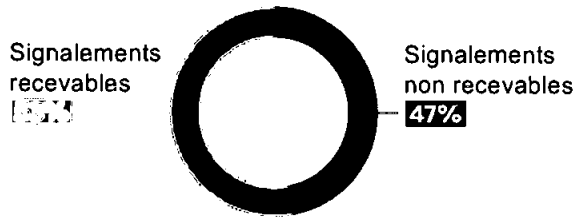
Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans les 72 heures lui indiquant l'enclenchement de l'analyse de recevabilité. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où cela est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que la gravité des faits signalés est établie et que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

La DECG assure l'analyse de la recevabilité des signalements qui est appréciée au regard du champ d'application du dispositif et de la relation de l'alerteur avec l'entreprise. Cette recevabilité est indépendante de la réalité des faits allégués qui ne peut être constatée qu'à la fin du traitement. Une fois la recevabilité prononcée, une information est donnée à l'auteur du signalement sur le régime de protection dont il bénéficie (protection de la loi Sapin 2, du Code du travail…). Celui-ci est différent selon son statut (victime ou témoin, personne physique ou morale…), sa relation avec l'entreprise (salarié, collaborateur extérieur, tiers…) et les thématiques concernées (fraude, harcèlement, atteinte grave à l'environnement…).

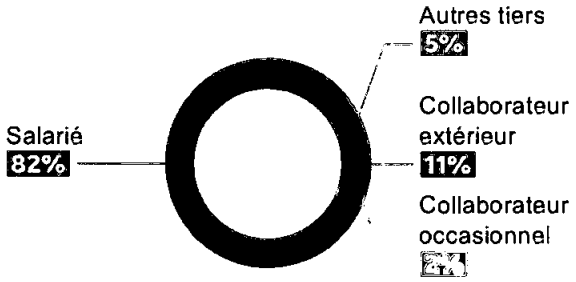
3.3.2.4.5 Traitement des signalements recevables

Chaque signalement jugé recevable fait l'objet d'un traitement. La DECG nomme un responsable de traitement et s'appuie sur les REC et d'autres experts si besoin pour traiter les signalements. Lorsque les investigations sont terminées, un rapport est établi par le responsable de traitement ; si les faits allégués dans l'alerte sont avérés ou partiellement avérés, un plan d'actions est mis en œuvre. La DECG suit l'avancement de ce plan d'actions et s'assure de sa réalisation complète avant de clôturer l'alerte.

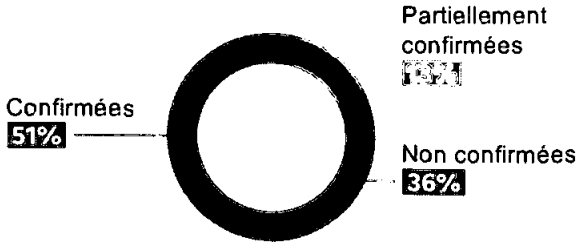
Recevabilité des signalements dans le dispositif d'alerte Groupe



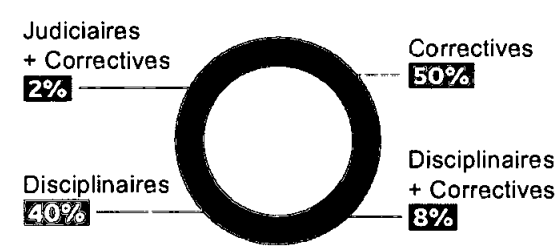
Relation de l'alerteur avec le Groupe (tous canaux confondus)



Résultats des investigations suite à alertes (tous canaux confondus)



Mesures prises suite à alertes (tous canaux confondus)



(1) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés dans le respect des règles d'indépendance de gestion.
(2) www.edf.fr/edf alerte-ethique

3.3.2.4.6 Résultats 2021

Les résultats des alertes sont consolidés et figurent dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comex et présenté au CRE du Conseil d'administration d'EDF. La DECG a effectué une consolidation de toutes les alertes recevables effectuées en 2021 au sein du Groupe (*via* le dispositif Groupe ou *via* tout autre canal). 247 alertes recevables ont été enregistrées (dont 39 dans le dispositif d'alerte Groupe). 157 alertes concernent des faits localisés en France et 90 à l'étranger. 95 concernent EDF et 152 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 47 % des alertes. En 2021, 71 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (en particulier, 14 licenciements suite à faits avérés de harcèlement-discrimination). 33 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

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 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 discrimination 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.

L'année 2021 a été extrêmement dense sur toutes les composantes de cet engagement en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion, spécialement marquée par l'adoption d'une ambition renforcée en matière de mixité, intégrant notamment des objectifs de féminisation à tous les niveaux de l'entreprise et notamment portée par le responsable du pôle Diversité, Inclusion et Performance au Travail ainsi que son équipe.

Le groupe EDF et plusieurs filiales ont souhaité se doter d'une certification internationale (Label GEEIS, renouvelable tous les quatre ans) pour évaluer la qualité et la pertinence de leurs engagements en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes. Ce label a été renouvelé avec succès en 2019 et, pour la première fois, étendu à l'ensemble des autres champs d'action du Groupe en matière de diversité et d'inclusion. La signature d'une charte d'engagement GEEIS marque ainsi 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, mesure les progrès réalisés et déploie les actions appropriées. Depuis 2015, le Groupe agit pour favoriser l'égalité et l'équité entre les femmes et les hommes à tous les niveaux de l'entreprise. 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 mixte de l'entreprise formulées en 2019 à l'échelle du Groupe. Cette ambition mixité Groupe se concrétise au travers de trois axes de travail.

1er 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 entre 36% et 40 % de femmes d'ici à 2030.

2e 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, Projet 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 ».

La 3e édition du challenge Énergie Mixte a permis de sensibiliser des lycéennes aux métiers techniques de l'énergie et d'ouvrir leurs perspectives d'orientation professionnelle. Marrainées par des femmes issues des différentes entités EDF (Dalkia, Enedis, Citelum, etc.), une réflexion a notamment pu être conduite sur les stéréotypes associés aux métiers techniques.

3e 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 #jamaissanselle).

3.3.3.1.2 Les résultats en 2021

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	Objectif 2026	Résultat 2020	Résultat 2021
Femmes salariés *(en %)*	33	25,8	25,9
Femmes cadres *(en %)*	33	28,8	28,9
Femmes dans les Comités de Direction *(en %)*	33	28,7	29,8

(1) Le dialogue social est attaché à cette famille d'enjeux, mais son développement est situé au sein de la section « Gouvernance de la RSE », en section 3.5.3 « Dialogue social ».

Détail pour les femmes salariées	2019	2020	2021
Effectif hommes √	123 815	122 578	123 915
Effectif femmes √	40 912	42 622	43 242
Femmes/effectifs	24,8 %	25,8 %	25,9 %

√ Valeur 2021 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés

Le Groupe compte aujourd'hui près de 26 % de femmes dans ses effectifs (30,3 % de femmes dans les effectifs d'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).

Dans la perspective d'offrir des parcours professionnels comparables aux femmes et aux hommes, EDF est vigilant à garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle, *via* par exemple un dispositif de prise en charge supplémentaire des frais de garde d'enfants, pour soutenir les parents qui partent en formation.

Le taux de femmes chez les cadres du Groupe a doublé depuis 2002, s'établissant en 2021 à près de 29%.

Détail pour les femmes cadres	2019	2020	2021
Hommes cadres	38 097	38 084	39 338
Femmes cadres	14 999	15 401	15 986
Femmes/cadres	28,2 %	28,7 %	28,9 %
Femmes cadres/femmes salariées	36,6 %	36,1 %	37 %

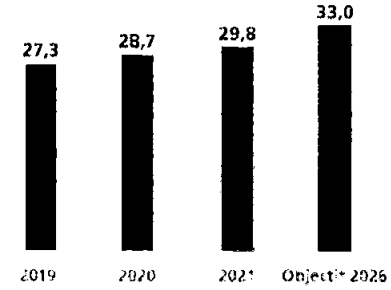
Détail pour les femmes dans les Comités de Direction : indicateur clé de performance du Groupe

L'indicateur-clé de performance retenu sur l'engagement « Egalité, diversité, inclusion » concerne le taux de présence des femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe. La part des femmes dans les CODIR est de 29,8 % en 2021, en progression de 1,1 point. Pour la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

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.

Des plans de succession sont systématiquement mixtes pour les postes de cadres dirigeantes et cadres dirigeants. 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 %)



Détail pour les femmes dirigeantes

Le taux de femmes cadres dirigeantes d'EDF s'établit à 23,95 % au 31 décembre 2021.

Mixité du Conseil d'administration

Le taux de femmes au sein du Conseil d'administration est conforme au seuil légal. Le Comité des nominations, des rémunérations de la gouvernance et le Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration sont présidés par des femmes (Voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Index de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes (EDF)

	2019	2020	2021
Index de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes (EDF)	95/100	95/100	90/100

Le Groupe en France a des index d'égalité professionnelle situés entre 75 et 90/100.

EDF publie un index de l'égalité à 90 points au titre de 2021. Avec ce score, l'entreprise annonce pour la troisième année consécutive une note globale supérieure ou égale à 90 points à l'index de l'égalité F/H.

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 (cf. section 3.5.3 « Dialogue social »).

(1) Source : DARES.

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 de 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.

Lutte contre le sexisme

Label	Dès 2016, EDF a été la première entreprise labellisée « sexiste, pas notre genre ».
Baromètre sexisme	Avec le concours du réseau ÉNERGIES Mixité !, un nouveau « baromètre sexisme » a été mis en place en 2021, dans le cadre de l'initiative interentreprises #StOpE dont EDF est membre depuis l'origine.
Réseau ÉNERGIES Mixité !	L'entreprise agit avec l'appui du réseau ÉNERGIES Mixité ! (anciennement Énergies de femmes) et ses plus de 4 200 membres [1] ;
Formation des salariés	Un e-*learning* dédié à la prévention du sexisme ordinaire a été déployé en 2020 et suivi par 3 348 salariés sur e-campus (périmètre EDF).

Prévention des risques de harcèlement moral ou sexuel

Formation des managers et de la filière RH	Un e-*learning* dédié à la prévention des risques de harcèlement sexuel a été déployé auprès de l'ensemble des populations cibles : *management*, RH, représentants du personnel, équipes médico-sociales et salariés. Il a été suivi par 1 378 salariés d'EDF. Des démarches similaires sont déployées par EDF UK et Luminus sur la prévention des risques de harcèlement moral ou sexuel.

Lutte contre les violences conjugales et familiales

Des dispositifs analogues sont déployés à l'égard des 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 2021, EDF a de nouveau pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 102 salariées victimes de violences domestiques. Ce qui représente plus de 366 salariées accompagnées entre 2019 et 2021, soit 1 femme tous les 3 jours.

Dispositif opérationnel

Numéro vert	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.
Équipe d'appui	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 » : nouveaux droits pour les aidants familiaux (accès à une plateforme de conseils et services, complément de rémunération sur les congés proches aidants…) ; création d'un congé parental ouvert aux femmes et aux hommes intégrant les différents formats des familles contemporaines, dont les familles monoparentales ; allongement possible du congé de paternité et d'accueil de l'enfant pour les parents qui le souhaitent.

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 11e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, a été signé le 13 décembre 2018 et porte sur la période 2019-2022. Framatome en octobre 2020 et Enedis le 24 mars 2021, ont engagé des négociations pour le renouvellement de leurs accords pour la période 2021-2023. Au niveau sportif, ce soutien se traduit par la volonté d'encourager le sport pour tous. Dès 1992, EDF est devenue partenaire de la Fédération Française Handisport. EDF est également partenaire des Jeux Paralympiques de 2024.

	2019	2020	2021
Nombre d'employés en situation de handicap*	5 682	5 826	6 454

* *Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir section 3.6 « Méthodologie ».*

(1) Réseau des femmes et des hommes du groupe EDF pour l'égalité professionnelle. Créé en 2004, il compte près de 4 300 membres.

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.

Qualité de vie au travail	Écoute : pour approfondir cette démarche EDF a réalisé début 2021 une enquête IPSOS sur la qualité de vie au travail des salariés reconnus en situation de handicap. Cette enquête a été favorablement accueillie avec un taux de réponse important de 66 %.
Nouveaux enjeux	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 (*e-learning* « L'accessibilité numérique à toutes les étapes d'un projet »).
Compensation du handicap	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.
Extension des droits	Les situations des parents d'enfant en situation de handicap sont désormais prises en compte dans les droits associés.
Maintien dans l'emploi en fin de carrière	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&A)

Le montant des achats au secteur STPA&A est de 12,4 millions en 2021. En septembre 2021, EDF a organisé, en partenariat avec le GESAT, un rendez-vous digital consacré aux achats au STPA à l'intention de publics cibles de sa Direction des Achats et de prescripteurs. Chez Enedis, l'objectif de l'accord 2021-2023 est de réaliser *a minima* 10 millions d'euros de chiffre d'affaires utile (CAU) par an. Un nouveau guide des Achats au STPA&A est venu compléter la collection des outils permettant de développer les relations avec les prestataires du secteur protégé et adapté [1].

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 en 2021 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 [2] 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 de l'association Energay [3] 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.
Discrimination 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, ainsi qu'un *serious game* (*Secret Cam*).
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

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 [4] 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 2 324 salariés en 2021.

(1) Voir aussi section 3.4.2.3.1 « Part des achats à l'échelle territoriale ».
(2) L'Autre Cercle est une association LGBT (Lesbienne Gay Bi et Trans) dont l'objet principal est de lutter contre les discriminations dans le monde du travail. www.autrecercle.org
(3) Energay est l'association LGBT des industries électriques et gazières et de leurs familles www.energay.org
(4) Gestionnaire de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

3.3.3.6 Développement des compétences

Signée en 2019, la politique de développement des compétences « Groupe France » 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. Elle se donne comme but ultime de passer d'une gestion de la formation et de l'emploi à un *management* des compétences. Il s'agit de contribuer au renforcement de l'employabilité des salariés.

3.3.3.6.1 Investir dans le capital humain et rendre les salariés acteurs de leur parcours

Deux axes de transformation ont structuré les travaux de 2021 : répondre aux besoins des salariés par des réponses plus adaptées à la diversité des besoins et faciliter l'accessibilité aux solutions proposées.

L'investissement financier réalisé dans l'ensemble du Groupe est de plus de 475 millions d'euros en 2021, permettant de dispenser, en dépit du contexte sanitaire, un volume de près de 6 millions d'heures, se rapprochant du niveau de l'année 2019 et permettant de maintenir à un niveau élevé l'accès aux ressources de formation ou de professionnalisation.

	2019	2020	2021
Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences (taux d'accès à la formation, objectif 75 %)	80 %	71 %	79 %
Nombre total d'heures de développement des compétences	6 820 423	4 735 240	5 948 618
Nombre d'heures de développement des compétences par salarié à l'effectif	41	29	36
Nombre de salariés ayant suivi une action de développement des compétences dans l'année	131 992	117 341	132 018
Nombre de salariés n'ayant pas suivi d'action de développement des compétences depuis 3 ans ou plus	6 527	5 907	7 420

Adapter l'offre de formation

En 2021, l'accélération du déploiement des nouvelles modalités pédagogiques prévues par la politique a été renforcée par l'impact de la crise sanitaire, en particulier au 1er semestre. De ce fait, l'augmentation du recours aux modalités distancielles appuyées sur les ressources numériques a permis de développer l'accès aux modules e-*learning* et aussi de convertir des sessions présentielles en classes virtuelles à distance, grâce aussi à de nouveaux outils numériques dédiés.

[illegible]	Les classes virtuelles, résultat d'un travail de réingénierie, répondent à ces nouvelles attentes. Parallèlement, les parcours combinant des modalités pédagogiques différentes de modules regroupés en un cursus tendent à devenir la norme (parcours dits *blended*).
[illegible]	En 2021 pour le Groupe en France, 99 100 salariés ont été formés. 29 % des heures ont été consommées en *digital learning* (1) (principalement plateformes internes, mais aussi ressources externes), sous ses différentes formes, et en croissance de 52 % depuis 2019 (périmètre EDF).

L'élargissement de l'offre de formation, au-delà du numérique, a permis aussi le développement d'autres modalités : mise en place d'un environnement favorable à une « organisation apprenante », pratiques de professionnalisation des salariés telles que l'Action de Formation En Situation de Travail (AFEST), et *knowledge management*.

Faciliter l'accessibilité des solutions et le parcours de formation des salariés

[illegible] des attentes des salariés	L'évolution des attentes des salariés en termes de durée des cursus ou de sensibilité accrue aux impacts sanitaires ou environnementaux des déplacements, incite à élargir et diversifier l'offre de ressources disponibles, en particulier dans les domaines tertiaire et managérial.
[illegible] du « parcours utilisateur »	En 2021, l'amélioration du parcours utilisateur des salariés s'est poursuivie et accélérée en continuant à rationaliser l'offre au catalogue ; en facilitant l'accessibilité et la compréhension de l'offre de formation disponible, en particulier par une navigation améliorée dans le SI MyHR ; en modernisant les fonctionnalités de la plateforme numérique e-campus. En préparation de 2022, et afin d'identifier les axes de progrès, une démarche inédite de sollicitation des salariés, *managers* et membres de la filière RH leur a permis de faire part de leur ressenti et de leurs suggestions sur les étapes de leur propre parcours de formation, dans la logique de la démarche « Parlons Énergies ». Les propositions recueillies sur la plateforme dédiée sont ensuite exploitées et priorisées par des ateliers de salariés volontaires.

(1) Digital Learning : regroupe les modalités numériques de développement des compétences que ce soient les modules e-learning intégrés ou non à des parcours, les classes virtuelles, les modalités utilisant la réalité virtuelle ou augmentée, les MOOC et serious games, voire parfois des modalités numériques intégrées à des sessions présentielles.

3.3.3.6.2 Faire du développement des compétences un levier des parcours professionnels des salariés

[illegible]	Au-delà des actions prévues au plan de développement des compétences, le Groupe renforce encore son engagement en faveur de la promotion et de la mobilité internes, grâce à la richesse et la diversité des parcours professionnels : information à différents moments de la carrière (e-forums régionaux de la mobilité) ; accompagnement au changement de collège (principalement le passage en collège cadre) ; alternance ; formations promotionnelles, y compris diplômantes. Cet engagement est aussi renforcé en déployant plus encore les dispositifs de reconversion par la formation en alternance et en étendant la formule de formation-reconversion réussie pour les *data analysts* à d'autres cursus dans des domaines dits en « tension », spécialement dans les domaines de la production.
[illegible]	Une formation de niveau bac+2 permettant de former des jeunes techniciens d'exploitation nucléaire, opérationnels dès leur prise de poste, a été intégralement conçue en interne. Il s'agit de la première formation du genre à être certifiée RNCP (Répertoire National des Certifications Professionnelles) [1]. Les deux premières promotions ont débuté en novembre 2021 au sein des deux CFA des métiers de l'énergie du Groupe.

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.

Identification précoce	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.
Assessments	Pour détecter les cadres dirigeants de demain, des *assessments* visent à évaluer le potentiel des cadres selon un modèle de *leadership* unique au niveau du Groupe.
Talents 2.0	Depuis 2018, le programme Talents 2.0 permet aux salariés de s'autodéclarer au travers d'un parcours de tests et de questionnaires *on-line*.
Projet Y	Le « projet Y » mobilise chaque année une trentaine de jeunes salariés issus des entités et filiales du Groupe. Réunis en vue d'accélérer la transformation d'EDF à l'aide du levier du numérique, leurs travaux font l'objet de propositions concrètes présentées en COMEX élargi. À l'occasion de la quatrième saison, les « Y » ont proposé de faire évoluer les principales interfaces numériques du Groupe pour mieux affronter trois enjeux clés : l'appropriation de la raison d'être par chaque salarié, la dynamisation de la mobilité interne, les transferts de compétences.

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 a développé en intelligence collective la nouvelle ambition de leadership et la déploie depuis début 2020. Ainsi, plus de 120 CODIRs se sont approprié ce nouveau modèle grâce à des ateliers collectifs et un réseau de 50 ambassadeurs.

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 et *managers* ainsi que des cadres dirigeants et des administrateurs fait une large place aux thématiques du développement durable.

Au sein de cette offre, par exemple : l'offre de formation « *Business* strategique de l'énergie » pour cadres dirigeants, « Construire un mix électrique décarboné à l'horizon 2050 : enjeux et méthodologie » « Entreprise et développement durable » à destination des nouveaux administrateurs du Groupe [1], « Nouveau Monde Énergétique » à destination des talents du Groupe.

Les compétences liées à la production d'électricité bas carbone et à la sûreté des installations sont maintenues et développées grâce aux cursus de formation métiers et aux parcours d'intégration des salariés.

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	2021
Nombre de salariés formés dans le cadre de l'offre « environnement – développement durable »	3 593
Nombre d'heures de formation	24 683

Exemple E&S	Dans le cadre de la création de la nouvelle communauté de compétences « Environnement et Société », un parcours de formation spécifique, composé de 17 modules, a été conçu pour renforcer et homogénéiser les compétences de salariés déjà expérimentés sur l'un des deux volets E&S. En 2021, une quinzaine de cadres de haut niveau ont été formés à l'appui conseil aux équipes projet en vue de la meilleure intégration des volets environnementaux, sociaux et sociétaux dès l'amont. Plusieurs projets ont été accompagnés dans ce cadre dès 2021.

(1) Certification délivrée par France Compétences.
(2) Enrichi du dispositif « Eco2 », cf. section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique ».

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.

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 à la qualité et au niveau de la 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.

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. Il existe un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée. Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination.

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.

Pour répondre aux enjeux de reconnaissance des salariés et des *managers*, un chantier de modernisation du système de classification rémunération à la maille de la branche des Industries Électriques et Gazières se poursuit en 2021. S'agissant des rémunérations brutes totales, se référer à la note charge de personnel.

	2019	2020	2021
Ratio d'équité/rémunération moyenne	6,8	6,6	6,6
Ratio d'équité/rémunération médiane	7,4	7,2	7,2

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, depuis plus de 20 ans pour EDF et depuis sa filialisation pour Enedis. 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 collective du Groupe. Dans un contexte économique contraint, une politique d'abondement des sommes placées est maintenue. Les accords d'intéressement d'EDF habituellement triennaux ont été conclus pour une durée d'un an en 2020 et 2021. EDF et Enedis prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale).

Professionnalisation sur les questions de rémunération : EDF et Enedis portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs *managers* sur les questions de rémunération.

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 Retraite Collective (PERCO).

Plan d'épargne Groupe (PEG)

Une gamme complète de Fonds Communs de Placement diversifiés est ouverte à la souscription comprenant des fonds prudents, principalement investis en obligations et en placements monétaires, des fonds équilibrés et des fonds dynamiques, principalement investis en actions dont des fonds d'actionnariat investis en actions EDF. 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 CO_2. L'intéressement, la participation 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	2021
Nombre de salariés, retraités et ex-salariés du Groupe détenant un PEG	199 727
Part de la population totale *(en %)*	97,3 %
Encours *(en milliards d'euros)*	5 557

Plan d'épargne 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 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	2021
Nombre de salariés, retraités et ex-salariés du Groupe détenant un PERCO	87 436
Part de la population totale *(en %)*	42,6 %
Encours *(en milliards d'euros)*	1 135

3.3.3.7.4 Actionnariat salarié

En 2021, la structure de l'actionnariat salarié s'élevait au 31 décembre à 1,32 % du capital social réparti entre les actions détenues par les FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS » au sein du plan d'épargne Groupe et les actions détenues au nominatif :

	Salariés actionnaires	Nombre d'actions	% capital	% droits de vote
Actionnariat salarié		42 673 879	1,32 %	1,4 %
PEG (FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS »)	91 074	38 775 926	1,20 %	1,26 %
• *dont actions EDF*	*71 516*	*31 708 642*	*0,98 %*	*1,11 %*
• *dont EDF ORS*	*34 593*	*7 067 284*	*0,22 %*	*0,15 %*
Actions détenues au nominatif	~ 45 000	3 897 953	0,12 %	0,14 %

3.3.3.8 Attirer et fidéliser les talents

3.3.3.8.1 EDF reste l'un des principaux recruteurs industriels

Dans un contexte de forte concurrence entre acteurs économiques pour la recherche de compétences et talents, le groupe EDF reste l'un des principaux recruteurs industriels avec 20 095 salariés embauchés dans le Groupe en 2021. Le groupe EDF a ainsi recruté 10 260 salariés en CDI, 1 847 salariés en CDD (hors alternants), 7 988 alternants et accueilli 3 500 stagiaires.

Embauches/départs (1)	Unité	2019	2020	2021
Embauches (1)	Nombre	10 377	11 214	10 254
Départs retraite/inactivité	Nombre	3 444	3 523	3 333
Démissions	Nombre	3 285	2 452	3 522
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	1 545	1 174	1 524
Turn over	%	5,6 %	5,6 %	5,6 %
Autres arrivées (2)	Nombre	7 289	6 258	9 856
Autres départs	Nombre	10 259	8 691	9 940

(1) L'indicateur Embauches a été révisé en 2021 et ne prend en compte que les recrutements CDI à la maille du Groupe.
(2) Autres arrivées : retour de congés sans solde ; autres départs : congés sans solde, décès, ruptures conventionnelles, parcours mobilité externe.

3.3.3.8.2 Attractivité de la marque employeur

Afin d'attirer les candidats qui intéressent le Groupe et qui vont contribuer par leur plus-value à sa performance, l'entreprise s'appuie sur une marque employeur Groupe, RSE et innovante. EDF reste 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	Pour la seconde année consécutive, EDF se place en 1re position des entreprises préférées des étudiants et des jeunes diplômés dans le secteur de l'énergie selon l'étude Harris Interactive pour Epoka et 4e tous secteurs confondus chez les ingénieurs.
Classement Universum	EDF est en 3e position, des entreprises préférées des cadres issus des écoles d'ingénieurs en 2021 (1) et 2e place des entreprises préférées des Bac+2/3 expérimentés pour l'année 2021.
IFOP	EDF figure à la 3e place pour les dimensions marque employeur et responsabilité environnementale, classement IFOP des entreprises les plus admirées (2).
Happy Trainees	EDF est classé premier énergéticien et 2e au classement général mesurant le niveau de satisfaction des alternants et stagiaires pour 2022. EDF est en 3e position des entreprises accueillant plus de 1 000 jeunes alternants et stagiaires.

(1) universumglobal.com/fr/classements-cadres-2021/
(2) fop.com/wp-content/uploads/2021/11/Vague-3-Eight-Advisory-principaux-resultats.pdf

3.3.3.8.3 Priorités de recrutement

En 2021, tout en continuant à privilégier l'employabilité de ses salariés et en ciblant ses embauches sur des profils non disponibles en mobilité interne, EDF a poursuivi ses engagements sur ses volumes de recrutements, l'inclusion des jeunes et des personnes en situation de handicap, la féminisation de ses métiers. Le Groupe a su également se réinventer avec des outils plus digitaux, plus innovants.

Compétences industrielles, techniques et numériques

Besoins en compétences industrielles, techniques et numériques	Pour répondre aux besoins d'excellence en compétences industrielles, techniques et numériques (voir notamment la section 3.4.3.2.1 « Le Plan Excell »), les recrutements EDF 2021 ont porté prioritairement sur les métiers techniques, SI, en tension, rares ou en développement. Il s'agit notamment des métiers de technicien de maintenance mécanique robinetier, technicien de maintenance électrique, ingénieur d'étude projets électrique, technicien bureau d'études, contract-*manager*, soudeur, *data scientists*.
Co-recrutements	L'entreprise met en place des co-recrutements entre deux Directions principalement au sein des 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). .

Priorisation dans les métiers techniques	2021
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de l'alternance	23 %
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de stage de fin d'études	6 %
Part des profils de techniciens et d'ingénieurs expérimentés dans les recrutements	40 %

Féminisation dans les métiers techniques

Grâce à l'action résolue menée dans le Groupe en faveur de la féminisation des métiers techniques, l'industrie se conjugue aussi au féminin. EDF a lancé la campagne « Co-développons l'industrie au féminin » (cf. section 3.5.4.8 « Communication responsable »).

Prix Women's Energy in Transition	Dalkia organise depuis 3 ans, 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.

Féminisation du recrutement dans les métiers techniques (EDF)	2020	2021
Nombre total de recrutements dans les métiers techniques	671	1 219
Part des femmes recrutées dans les métiers techniques	16 %	17 %
Nombre total de recrutements dans les métiers systèmes d'information	113	159
Part des femmes recrutées dans les métiers systèmes d'information	31 %	21 %

Mise en valeur de l'alternance et des stages

L'alternance, le sourcing et l'intégration durable des jeunes	EDF a fait de l'alternance et des stages de fin d'études un élément clé de son *sourcing* de compétences et de son ambition humaine, en accueillant en formation au sein du Groupe plus de 1 alternant sur 100 en France.
Les chiffres clés	6 800 alternants, dont 4 000 pour la promotion 2021-2022, ainsi que 3 500 stagiaires.

Mise en valeur de l'alternance dans les recrutements	2021
Nombre d'alternants accueillis	3 518
Nombre de stagiaires accueillis	1 727
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stage *(en %)*	40

Engagement en faveur de l'insertion professionnelle des jeunes et de l'inclusion

L'accompagnement des jeunes vers l'emploi reste une des priorités du Groupe. Depuis de nombreuses années, le Groupe se mobilise pour une économie plus inclusive tout particulièrement vis-à-vis des jeunes.

Quartiers Prioritaires et Zones Rurales Revitalisées	EDF s'engage pour l'accueil de jeunes éloignés de l'emploi, issus de Quartiers Prioritaires de la Ville et de Zones Rurales Revitalisées.
L'insertion professionnelle	De nouvelles modalités de recrutement qui correspondent aux valeurs du groupe EDF permettent de faciliter l'insertion sur le marché du travail des publics éloignés de l'emploi.

Mobilisation pour la relance économique et sociale

Convention avec Pôle emploi	En mars 2021, EDF a signé une convention avec Pôle emploi qui vise à faire converger les offres d'emploi du groupe EDF et les compétences des demandeurs d'emploi.
« Train de la relance »	EDF a participé à l'opération *Train de la relance* organisé dans le cadre du Plan France Relance. Des équipes RH et Métiers du groupe EDF dont Dalkia, Framatome ou ES (Électricité de Strasbourg), en partenariat avec pôle emploi, ont proposé des *job dating*.
Secteur en décroissance ou touchés par des PSE	EDF poursuit sa démarche de *sourcing* responsable et gagnant-gagnant et propose des offres d'emploi à des salariés avec expérience dans les secteurs en décroissance ou touchés par des PSE [1].

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.

Websérie Vidéos	EDF propose sur EDF Recrute, une websérie de 6 vidéos afin de faire découvrir aux jeunes de 18 à 25 ans l'industrie électrique en mettant en avant les salariés, à travers leur savoir-faire et leur passion pour leur métier.
Carrière en train Podcast	Une série de podcasts permet de découvrir la variété de métiers chez EDF, de présenter des conseils liés au recrutement, d'adresser des sujets sociétaux qui impactent la carrière professionnelle, et de mettre en avant certaines offres pénuriques du Groupe. Le dispositif est disponible sur Spotify, Deezer et le site carrière EDF Recrute.

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 167 157 salariés au 31 décembre 2021 (filiales consolidées).

Cet effectif augmente légèrement par rapport à fin 2020 (+ 1,2 %), en lien avec les enjeux industriels et commerciaux du Groupe. Une hausse qui s'explique par de nouvelles acquisitions en 2021 dont le rachat de l'activité contrôle commande nucléaire du Groupe britannique Rolls-Royce par Framatome, l'intégration de la société IZI Solutions Renov et un volume de recrutements plus important pour les sociétés des filières nucléaires et renouvelables du Groupe.

Cinq sociétés ont un effectif de plus de 10 000 salariés : EDF (63 070), Enedis (38 701), Framatome (16 551), Dalkia (18 451) et EDF au Royaume-Uni (11 141). Cet effectif augmente légèrement par rapport à fin 2020 (+ 0,7 %) dans un contexte de transition énergétique, d'évolutions technologiques et de pression concurrentielle accrue en France et au Royaume-Uni. 80 % de l'effectif est français, 96 % de l'effectif est situé en Europe (dont France), et 4 % hors d'Europe.

3.3.3.9.2 Effectifs du Groupe en France

EDF poursuit sa transformation et adapte son modèle d'activité (nouveau nucléaire, développement du renouvelable, développement de nouvelles offres commerciales notamment mobilité électrique, optimisation des fonctions support, digitalisation des processus tertiaires internes, développement ciblé à l'international…).

Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 133 467 salariés au 31 décembre 2021, effectif en légère augmentation par rapport à l'effectif France de 2020 + 1,4 %. Les sociétés du Groupe dans le domaine de la prestation dans le nucléaire et des énergies renouvelables sont en forte croissance pour accompagner le développement de leur activité avec des hausses d'effectifs de 14,8 % pour Framatome et 9,3 % pour EDF Renouvelables.

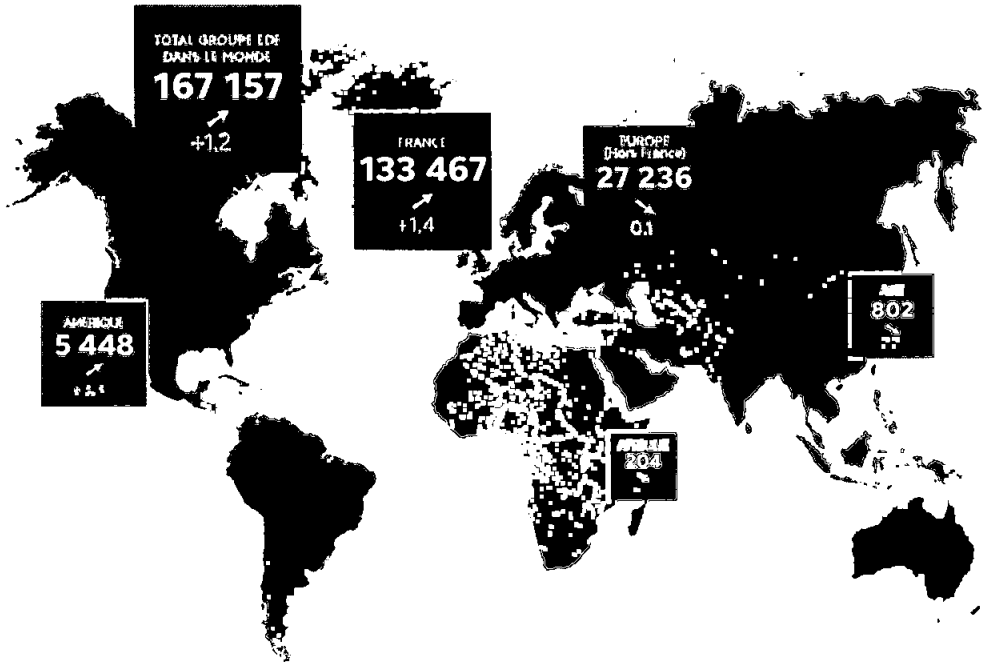
3.3.3.9.3 Effectifs du Groupe à l'international : 96 % de l'effectif international est européen

L'effectif à l'international augmente de + 2,3 % avec notamment le développement d'EDF Renouvelables + 14,3 %. Les effectifs du Groupe hors Europe se situent essentiellement en Amérique (5 448), en Asie (802) et, dans une moindre mesure, en Afrique (204).

16 % de l'effectif du Groupe est situé en Europe (hors France), ces effectifs sont stables. Cela traduit une évolution contrastée des sociétés du groupe EDF en Europe. Ainsi les sociétés du Groupe dans le domaine de la prestation dans le nucléaire sont en croissance (+ 8,5 % pour la société de déconstruction Cyclife). *A contrario*, la pression concurrentielle accrue au Royaume-Uni se traduit par une adaptation à la baisse des effectifs pour EDF Energy (- 4,9 %).

(1) PSE : Plan de Sauvegarde de l'emploi.

3.3.3.9.4 Précisions sur la répartition au 31 décembre 2021



Précisions sur la répartition des effectifs (1)

		2019	2020	2021
Par âges				
Salariés de moins de 25 ans √	%	7 %	7 %	7 %
Salariés de 25 à 35 ans √	%	29 %	28 %	27 %
Salariés de 36 à 45 ans √	%	26 %	27 %	27 %
Salariés de 46 à 55 ans √	%	26 %	26 %	26 %
Salariés de 56 ans et plus √	%	12 %	13 %	13 %
Par catégorie				
Nombre de cadres	Nombre	53 095	53 485	55 324
Nombre de non-cadres	Nombre	111 632	111 715	111 833
Temps partiel				
Salariés à temps partiel	Nombre	10 389	9 748	9 234

√ indicateur 2021 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.
Pour la répartition par genre, voir la section 3.3.3 1 « Égalité professionnelle ».

La répartition des effectifs reflète un corps social équilibré, résultat de la stratégie de l'emploi du groupe EDF. La proportion des salariés de moins de 35 ans 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 2021 du fait 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.

(1) Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.6 « Méthodologie ».

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 3,3 millions de ménages en situation de précarité énergétique [1]. Au Royaume-Uni, l'indicateur publié par les pouvoirs publics [2] indique que le pays compte 2,5 millions de ménages en situation de précarité énergétique. En Italie et en Belgique, il n'y a ni définition, ni indicateur relatif à la précarité énergétique à ce jour.

Initiatives du Groupe

Dans des contextes nationaux très différents aux plans réglementaire, 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

Programme R&D	EDF R&D anime un programme « Précarité énergétique : comprendre-innover », 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 (cf. section 3.3.4.2.2), le groupe EDF s'associe étroitement aux dispositifs publics nationaux et régionaux, et déploie le « don d'énergie ».

Chèque énergie	D'un montant moyen de 150 euros, les chèques énergie ont été adressés par les pouvoirs publics français à 5,8 millions de ménages en 2021. Dans un contexte de hausse des prix de l'énergie, le gouvernement a annoncé mi-septembre, un chèque énergie complémentaire exceptionnel de 100 euros, qui a été envoyé en décembre 2021 automatiquement à tous les ménages qui ont déjà bénéficié du chèque énergie au titre de l'année 2021. EDF accompagne l'envoi des chèques énergie en effectuant toutes formes de relance en entrée de trêve hivernale ; en menant des campagnes d'information auprés des travailleurs sociaux et de ses partenaires *via* l'action des correspondants solidarité et des conseillers clients solidarité. La remise en ligne du chèque et de l'attestation sur le site chequeenergie.gouv.fr est encouragée et accompagnée.
Fonds de Solidarité Logement	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 20,7 millions d'euros versés en 2021, EDF est le premier contributeur du Fonds de Solidarité Logement, après les collectivités publiques.
Don d'énergie	EDF a développé en France le « Don d'énergie », en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre. Depuis 2018, les clients d'EDF disposant de l'application « EDF & Moi » et de son fil d'actualités peuvent faire un don pour aider des ménages en difficulté à payer leur facture d'électricité, quel que soit leur fournisseur d'électricité. EDF abonde ce don défiscalisé à hauteur de 100 % dans la limite d'un certain plafond.

En Italie, Edison déploie le « bonus social », dispositif public qui prend la forme, sous conditions de revenus, d'une réduction sur la facture d'électricité ; en Belgique, Luminus développe l'ensemble des dispositifs publics spécifiquement propres aux trois régions (flamande, wallonne et bruxelloise) ; au Royaume-Uni, l'*Energy Carbon Obligation* (ECO3), entièrement destiné aux clients vulnérables, est déployée par EDF, et englobe à la fois des mesures de réduction des émissions de carbone et de lutte contre la précarité énergétique par amélioration de l'efficacité énergétique.

3.3.4.2.2 L'action d'accompagnement

EDF s'est organisée 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.

EDF vient de s'engager 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 [3]. Cette mesure, qui prendra effet le 1er avril 2022, s'appliquera dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

(1) ONPE Tableau de bord 2019 (Les indicateurs de quantification de la précarité énergétique).
(2) National Statistics Fuel poverty detailed tables 2019.
(3) Une puissance de 1 kVA permet de maintenir plusieurs usages essentiels de l'électricité, tels que l'éclairage, le fonctionnement d'équipements de cuisine (le réfrigérateur, le congélateur, etc.) ou encore la recharge d'appareils électroniques. Une telle puissance permet d'assurer un service minimum en attendant que le client régularise sa situation, les factures d'énergie restant dues.

Service Accompagnement Énergie : Indicateur clé de performance du Groupe

Depuis 2010, « l'Accompagnement Énergie » permet d'apporter une solution personnalisée à tout client particulier d'EDF qui rencontre une difficulté de paiement. Il s'agit d'un dispositif déployé par téléphone par 5 000 conseillers clientèle et 230 experts solidarité.

Le service Accompagnement Énergie et ses acteurs

5 000 Conseillers Relation Client	Tous basés en France [1], ils sont sensibilisés et formés aux situations de précarité énergétique. Ils font les premières détections 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	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.

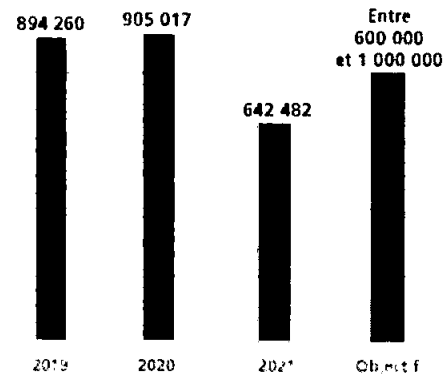
L'indicateur-clé de performance du Groupe

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.

Pour la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

En 2021, le nombre d'actions de conseils est compris dans la fourchette de l'objectif annuel. Ces actions ont augmenté de plus de 15 % pour les clients confrontés à des situations récurrentes de précarité énergétique et accompagnés de façon personnalisée par les pôles Solidarité d'EDF. Dans un contexte d'évolution modérée des tarifs (augmentation limitée à 2 % du tarif bleu en 2021) et de maintien de dispositifs efficaces d'accompagnement des clients en situation de fragilité (trêve hivernale prolongée de deux mois et distribution en hausse du nombre de chèques énergie par les pouvoirs publics), ces actions ont sensiblement diminué vis-à-vis de nos clients impactés par des difficultés ponctuelles de paiement.

Actions de conseil effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie (en nb)



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.

Correspondants solidarité	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.
Partenariats	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, 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.
Pimms médiation et médiation sociale	Pour renforcer son accompagnement sur le terrain, EDF est engagée 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 Multiservices). Dans le cadre de son partenariat avec le Réseau national Pimms médiation, EDF participe au développement des PANDA (Point d'Accompagnement Numérique pour les Démarches Administratives) : il s'agit d'espaces dédiés pour accompagner les personnes les plus éloignées du numérique.

Enedis préside le Réseau National Pimms médiation et agit de manière complémentaire tant en matière d'information ou de sensibilisation que dans le cadre des procédures pour impayés, se déplaçant systématiquement pour contacter le client avant de procéder à une coupure ou une limitation de puissance.

(1) Cf. section 3.4.2.1.4 « Focus sur les métiers de la clientèle ».

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.

Actions en vue de l'amélioration de l'habitat

Habiter mieux	Depuis dix ans, EDF est engagée dans le programme « Habiter Mieux » de l'Anah (Agence nationale de l'habitat). À ce jour, ce programme a permis de rénover plus de 549 000 logements occupés par des ménages précaires.
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. Il s'agit pour EDF d'une contribution à hauteur de 6,3 millions d'euros sur la période 2021-2023.
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 (jusqu'au 30 juin 2021). 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
Partenariat Ashoka	La problématique de la rénovation des logements pour les clients précaires étant prioritaire dans la lutte contre la précarité énergétique, un nouveau partenariat avec Ashoka a été signé en 2021 sur le thème « Précarité énergétique et rénovation thermique ». Il s'agit de favoriser l'émergence de nouvelles solutions au sein de *start-ups* de l'innovation sociale sur la problématique de la rénovation des logements pour les clients précaires.
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 Homes 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)). En 2021, EDF a aidé 900 ménages.

Actions en faveur de la maîtrise de la consommation d'énergie

Mon Bilan & moi	Cette solution numérique permet de suivre et comprendre ses données de consommation d'énergie et d'agir en vue de mieux maîtriser son budget. Les clients équipés du compteur Linky peuvent aussi accéder à leurs consommations calculées en euros. Selon une étude interne, les clients qui consultent plus de deux à trois fois par mois leurs outils de suivi de consommation, et qui modifient leurs comportements, peuvent réaliser jusqu'à 12 % d'économies d'énergie [1].
Escape Game Énergie	En partenariat avec le Conseil Départemental du Bas-Rhin, ÉS déploie depuis septembre 2021 un projet d'animation autour des économies d'énergie. L'objectif de ce jeu Escape Game est de faire découvrir les bons gestes à appliquer au quotidien grâce à des mises en situation.
Programme SLIME	À la Réunion, EDF mène des actions auprès des foyers précaires en matière de sensibilisation et de diagnostic MDE. Ces actions sont menées en partenariat avec la Région *via* les Services Locaux d'Intervention pour la Maîtrise de l'Énergie (SLIME).

3.3.4.3 Innovation sociale au service d'une transition énergétique juste et inclusive

Le groupe EDF, *via* ses salariés, ses métiers ou sa Fondation, œuvre à faire émerger toutes formes d'innovation sociale au service d'une transition énergétique juste et inclusive.

Portée par EDF, EDF Renouvelables, Enedis, Dalkia et Citelum, la Fondation groupe EDF accompagne les acteurs du monde associatif et encourage l'implication des collaborateurs. Son action s'inscrit principalement dans trois domaines en France et à l'international : environnement, éducation et inclusion, avec pour priorité les actions en faveur des générations futures et des personnes les plus fragiles. En 2021, Edison s'est également dotée d'une fondation, Edison Orizzonte Sociale (EOS), qui souhaite promouvoir l'inclusion et la culture de durabilité.

Les actions philanthropiques du Groupe sont réalisées à la fois par l'apport d'un soutien financier et par la mise à disposition de salariés, grâce au mécénat de compétences et à l'engagement bénévole.

Volume	Le groupe EDF a soutenu des projets d'intérêt général pour un montant total de 12 millions d'euros [2].
Répartition	Les actions sont réalisées à 44 % par la Fondation groupe EDF, à 38 % par la société mère EDF et à 18 % par les filiales du Groupe.
Projets	En 2021, la Fondation groupe EDF a soutenu 230 projets en France et 41 projets à l'international principalement orientés sur les thématiques d'environnement, d'éducation et d'inclusion.
Évaluation	La Fondation groupe EDF réalise une évaluation systématique de la réalisation et de l'impact des projets financés. Les conventions de mécénat précisent les indicateurs de réalisation et d'impact pour les bénéficiaires, dont l'atteinte est contrôlée au travers d'un bilan annuel demandé à l'association porteuse du projet. 10 % de la somme allouée sont suspendus à la production de ce bilan et à l'atteinte de ces indicateurs.

Pour le détail de l'action philanthropique de la Fondation groupe EDF, voir le rapport annuel en ligne [3].

(1) Étude EDF R&D 2017. Résultat issu d'une étude menée du 1er juin 2015 au 30 juin 2017 sur la base d'un échantillon témoin de 1 910 clients en contrat Heures creuses et d'un échantillon test de 1 672 utilisateurs en contrat Heures creuses également.
(2) Chiffres 2020, à la date de publication de la DPEF. La consolidation des montants correspondant au soutien effectué en régie directe n'est pas encore disponible.
(3) fondation.edf.com/rapports-et-communiques-de-presse/

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 veut 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 DEMARCHE DE DIALOGUE ET CONCERTATION

24,9 %
TAUX ANNUEL D'ACHATS A DES PME EN FRANCE

28,6 %
TAUX DE RÉALISATION DES ACTIONS POUR LA RELOCALISATION ET LE MAINTIEN DES COMPÉTENCES DE LA FILIÈRE NUCLEAIRE

18,8 %
TAUX DE RÉALISATION DES ENGAGEMENTS AUPRES 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 que nous entretenons avec nos 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 présent sur tous les territoires, EDF dispose d'une expérience longue et éprouvée en matière d'écoute, de dialogue et de concertation avec les parties prenantes. Aujourd'hui, le dialogue et la relation aux parties prenantes sont organisés de manière à prendre en compte leur multiplicité et la diversité des situations. Dans un contexte sociétal très évolutif, EDF soutient l'innovation sociale en matière de relation aux parties prenantes territoriales.

3.4.1.1.1 EDF, une pratique du dialogue et de la concertation

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 *corporate*, d'un pays d'implantation ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts issus de la société civile apportent aux cadres dirigeants du Groupe leur vision sur les grands sujets qui interessent EDF.

Le Conseil de 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 à l'échelle du Groupe est le nouveau Conseil de parties prenantes [1]. 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, acteurs des solidarités…).

Auprès du Président, ils apportent leur regard sur les orientations stratégiques de l'entreprise. Leurs travaux sont systématiquement suivis de recommandations.

Sessions	Trois sessions ont eu lieu dans l'année écoulée : • la raison d'être d'EDF et son lien avec la stratégie CAP 2030 pour une RSE intégrée ; • le développement des énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien et le solaire ; • les scénarios de mix énergétique 2050 et externalités liées à ces scénarios.
Implication des membres dans la suite des travaux	EDF s'attache à donner la parole aux membres de ce Conseil à l'externe : • 1er rapport Impact 2021 : EDF a ouvert les colonnes de ce document inédit à plusieurs membres de son Conseil de parties prenantes pour évaluer les orientations d'EDF ; • Media : avec Le Monde et le magazine M, deux membres du Conseil ont pu croiser leurs points de vue avec des cadres dirigeantes du Groupe sur les enjeux du changement climatique en lien avec la stratégie de l'entreprise.

Autres Conseils associant les parties prenantes

- **Conseil Scientifique** : Présidé par Sébastien Candel, Président de l'Académie des Sciences, il s'est réuni à 3 reprises en 2021 sur les thématiques suivantes : activités de R&D à l'international, biodiversité et orientations de la R&D d'EDF.
- ***Stakeholder Advisory Panel* d'Edison** : Il s'est réuni trois fois en 2021, traitant de la création de valeur pour les territoires résultant de la maîtrise de la demande d'énergie et de la réduction des émissions de GES.
- **Conseil des Parties Prenantes d'Enedis** : Il s'est réuni à trois reprises sur la contribution de la R&D à la RSE, sur la culture juste et les nouvelles tendances sociétales et sur la cybersécurité. Le relevé de conclusions de chaque séance du Conseil est partagé avec les membres du Comité exécutif d'Enedis. S'agissant des nouvelles tendances sociétales, les membres du Conseil ont été invités à poursuivre le dialogue avec la Direction de la Stratégie. Enedis expérimente une déclinaison régionale du Conseil des parties prenantes. En 2021, sept des vingt-cinq Directions régionales se sont engagées dans une phase pilote.

(1) Qui a succédé, après huit ans de fonctionnement, au Conseil Développement Durable.

Une expérience du débat public

Propre aux grands projets d'aménagement du territoire, le débat public est un processus de participation, d'une durée allant de quatre à six mois – au cours duquel les citoyens intéressés par le projet peuvent peser sur sa réalisation. Le groupe EDF a porté de très nombreux projets faisant l'objet du débat public.

Parc éolien de Dunkerque	Le débat public sur le projet éolien en mer à Dunkerque [1] a été conduit du 14 septembre au 13 décembre 2020. Une concertation transfrontalière a permis d'ouvrir la réflexion sur la place du paysage et du patrimoine local dans l'identité du littoral français et belge. À l'issue du débat public, la concertation avec le public et les parties prenantes s'est poursuivie. Un plan d'action fera annuellement l'objet d'un bilan [2].
Parc nucléaire français	La concertation sur l'amélioration de la sûreté de 32 réacteurs français, initiée par le Haut Comité pour la Transparence de l'Information sur la Sécurité Nucléaire, a mobilisé EDF - en tant que responsable des réexamens périodiques – ainsi que les principaux acteurs de la sûreté des centrales nucléaires en France. 16 réunions publiques ont rassemblé 1 300 personnes, et la plateforme numérique, consultée par 4 000 visiteurs, a recueilli 1 600 contributions. Il s'agissait pour le public de se prononcer sur la Note de Réponse aux Objectifs du 4e réexamen périodique de ces réacteurs envoyée par EDF à l'Autorité de sûreté nucléaire. EDF a publié un rapport public tirant des enseignements de cette concertation.[3]

Une nouvelle dynamique de dialogue avec les ONG

La relation que le Groupe entretient avec les ONG est de longue date prise en compte au sein des différents métiers du Groupe, aux plans régional, national et international. Depuis plus de vingt ans, elle est institutionnalisée au sein des Panels de parties prenantes du Groupe (Conseil de l'environnement, Conseil sociétal, Conseil développement durable…). Les échanges sont entretenus avec les grandes organisations non gouvernementales, par exemple dans le domaine de l'environnement et des droits humains. Ces relations ont été concrétisées par de nombreuses opérations communes. La politique de protection de l'avifaune, en lien avec nos ouvrages électriques, a par exemple été bâtie avec la Ligue de Protection des Oiseaux [4]. EDF souhaite aller plus loin en considérant la place essentielle des ONG dans nos sociétés, et plus particulièrement dans les choix énergétiques.

Le renforcement de la relation avec les ONG vise à prévenir d'éventuelles situations à risques par le maintien d'une veille régulière et l'instauration d'espace de dialogues. Il permet aussi de challenger l'entreprise sur ses choix, d'améliorer son expertise et de renforcer la légitimité des projets du Groupe. L'implication des salariés du Groupe dans les ONG est encouragée.

Renforcement	Une nouvelle politique est en cours d'élaboration, intégrant le paysage actuel des ONG, ses dynamiques et formes récentes d'action. Dans cet objectif, un poste de responsable de la relation avec les ONG dans le domaine environnemental et des droits humains a été créé au sein de la Direction du Développement Durable.

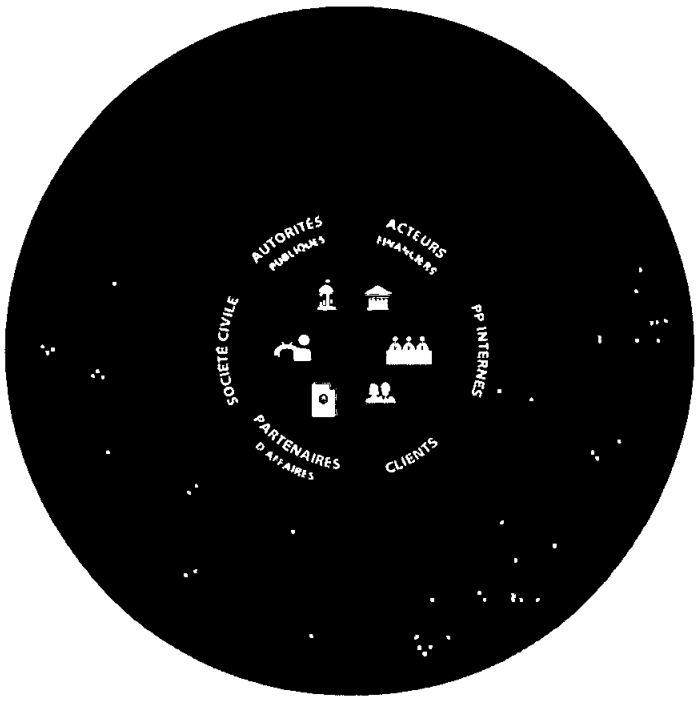
3.4.1.1.2 Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe

La culture de dialogue promue par le Groupe constitue le socle des pratiques de relations avec les parties prenantes.

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 140001, 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.



* Accompagné d'un guide de relation aux parties prenantes réalisé avec l'ORSE : orse.org/nos-travaux-nouveau-guide-un-comite-de-parties-prenantes-reponse-pour-un-dialogue-renouvele.

(1) Portant sur un parc de 46 éoliennes pour une puissance totale de 600 mégawatts.
(2) dunkerque-eolien.debatpublic.fr/actualites
(3) enseignements_edf_-_rp4_900.pdf
(4) Rappelons par exemple nos relations concrètes et anciennes, via les panels, avec FNH, Care France, France Nature Environnement, l'ADIE, ENDA Europe, ou la participation de Transparency International dans le processus de révision de la matrice de matérialité en 2017.

Un dialogue entretenu avec tous les types les parties prenantes

Parties prenantes externes	Chaque Direction de l'entreprise entretient des relations suivies avec les parties prenantes institutionnelles du ressort de son métier ou de sa zone géographique d'implantation. La question des relations aux parties prenantes externes se pose tout spécialement dans le cadre des projets du Groupe.
Parties prenantes internes	Les relations avec les représentants du personnel relèvent du dialogue social et sont traitées en section 3.5.3 « Dialogue social ».

Des principes de dialogue et de relation dans les projets

Principes	EDF déploie une approche sociétale, fondée sur une identification des parties prenantes (portant une attention particulière aux communautés autochtones) axée sur les principes « éviter, réduire, compenser » et cherche à optimiser la gestion des impacts positifs et négatifs de ses activités. S'agissant des projets, le processus s'appuie sur les principes de l'Équateur [1].
Diligences	Les impacts de chaque projet font l'objet d'une diligence raisonnable environnementale et sociale. Des études d'impact E&S [2], qui incluent le volet droits humains et les parties prenantes des projets sont identifiées. Le dialogue et la concertation sont initiés le plus en amont possible, 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.
Doctrine détaillée	Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes d'EDF est décliné au sein d'une collection de guides pratiques (« Dialoguer avec les parties prenantes ») [3].

Une organisation territoriale dédiée

S'agissant plus spécifiquement de l'organisation du dialogue et de la relation aux parties prenantes dans les territoires, EDF a mis en place une Direction des Territoires et de l'Action Régionale – DTAR. Au-delà de son rôle de dialogue transversal et de coordination interne, la DTAR dialogue avec les parties prenantes des territoires au plus près des projets et des activités opérationnelles du Groupe et plus généralement toutes instances et parties prenantes concernées par le plan de relance.

La mise à disposition d'une expertise de haut niveau

La R&D d'EDF dispose depuis quinze ans d'une expertise pointue en matière d'acceptabilité locale des ouvrages et y dédie une partie de sa recherche-action. En 2021, l'équipe d'experts est notamment intervenue sur l'EPR2 ou les conditions d'acceptabilité socioéconomiques des scénarios énergétiques.

Le développement des compétences des managers et chefs de projet

L'identification et la compréhension des situations et des attentes des parties prenantes, les nécessaires arbitrages et la mise en œuvre de plans d'action ajustés nécessitent de professionnaliser les *managers* et tous les acteurs concernés.

Une offre de formation complète	Depuis 2008, le Groupe propose une offre de formation qui vise à développer 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.

Des innovations en termes d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes

EDF met en place de manière systématique 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.

Ouverture à l'externe du laboratoire d'Intelligence Collective « Parlons énergies » [4]

« Parlons Énergies » ouvert vers l'externe depuis 2021	Pour la première fois en 2021, Parlons Énergies s'est tournée vers l'externe. 3 500 entretiens individuels de citoyens et 52 ateliers participatifs ont été organisés à l'échelon national et conduits par 700 salariés formés aux techniques d'entretien sous le contrôle d'un Comité de témoins composé d'universitaires, de responsables d'entreprises et de *Think-Tanks*. Les échanges touchaient aux perceptions et attentes vis-à-vis des modes de production, de la consommation, du réchauffement climatique et, plus généralement, d'EDF.
	Les enseignements ont été rendus publics fin 2021 [5] sous la forme d'un « carnet du citoyen », Les citoyens attendent qu'EDF soit au service d'une stratégie française de production bas carbone. Ils souhaitent que l'entreprise innove, bâtisse des partenariats pour accélérer la transition énergétique, et renforce le lien de proximité avec ses clients.

(1) Identifier les parties prenantes ; initier la concertation le plus en amont possible ; informer de façon claire et transparente sur le projet ; recueillir les avis des parties prenantes et d'y répondre ; mettre en place un système de traitement des propositions et des réclamations ; veiller à la participation des peuples autochtones dans le processus de concertation ; assurer un reporting public.
(2) E&S environnement et social.
(3) Sur la concertation avec les élus, le débat public, l'enquête publique, la transition énergétique en milieu rural, l'économie circulaire, la transition énergétique en milieu rural, l'évaluation de la concertation.
(4) « Parlons Énergies » est la dénomination de la Direction des Programmes d'Intelligence Collective. Cette Direction, créée en 2018, lance, anime et analyse de grands dialogues dans l'entreprise permettant d'enrichir les stratégies et de faire naître de nouvelles actions impliquant les salariés dans la transformation de l'entreprise. À la fin de 2021, plus de 25 000 salariés ont participé à des opérations de Parlons Énergies, dont l'élaboration de la raison d'être de l'entreprise rendue publique en 2020 à la suite de son adoption en Assemblée générale. Tous les dialogues réalisés ont été animés par près de 200 salariés volontaires formés à l'entretien. En 2021, Parlons Énergies a poursuivi son activité avec une vingtaine d'opérations internes dont un grand dialogue dans l'ensemble des centrales nucléaires sur l'optimisation de la maintenance des réacteurs nucléaires. Ce travail a contribué au plan Start 2025 qui fait évoluer les pratiques de maintenance pour raccourcir les délais. D'autres interventions ont été conduites en vue d'appuyer les plans stratégiques des Directions à l'action.
(5) parlonsenergies.fr/chez-vous/EDF_PECV_livre_T1.pdf

Innovations en termes d'écoute et de compréhension des attentes des parties prenantes [1]

ObsCop	EDF a piloté la 3e édition de l'ObsCOP, l'Observatoire Climat et Opinions publiques, enquête menée par IPSOS dans 30 pays sur la base d'un échantillon représentatif de 24 000 personnes. Il s'agit de produire un état des lieux international des opinions, connaissances, attentes et niveaux d'engagement du grand public face au changement climatique afin de nourrir la réflexion et participer à la recherche constructive de solutions pour l'avenir. L'intégralité des résultats est mise à disposition en *open data* [2]

3.4.1.1.3 Une dynamique d'amélioration continue

La culture de dialogue promue par le Groupe est en constante recherche d'amélioration continue et encourage l'innovation sociale au plus près du terrain et des projets.

Un partenariat original en matière paysagère avec l'ENSP

EDF est partenaire de la nouvelle École nationale supérieure des paysages de Versailles-Marseille (ENSP). Elle intervient régulièrement en appui-conseil des projets ou des ouvrages confrontés à des problématiques d'intégration paysagère. EDF et l'ENSP ont produit un guide des bonnes pratiques à l'usage des *managers* d'ouvrages et des chefs de projet.

Des pratiques d'information du public en constante amélioration

Centrale du Ricanto (Corse)	Une concertation a été menée du 19 avril au 24 mai 2021 dans le cadre du projet de construction de la centrale du Ricanto. La forte participation du tissu associatif a permis d'engager des débats sur des sujets tels que les rejets atmosphériques, ou les risques d'inondation et de submersion. EDF PEI a cependant identifié une faible participation des habitants d'Ajaccio et des riverains du secteur de Vazzio. Pour y remédier, il a mis en place de nouveaux dispositifs d'information, tels une newsletter trimestrielle, un site dédié avec un dispositif de questions-réponses.

Des dispositifs de plus en plus élaborés en matière de gestion des demandes et des réclamations

Le dialogue noué au plus près des situations de terrain est concrétisé par des plans d'action, qui incluent au plus tôt un processus de gestion des demandes et réclamations. Voir par exemple le projet mené à Nachtigal (se reporter en section 3.3.2.3.4 « Mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »).

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. Un guide interne sur l'évaluation des concertations (dans la collection « dialoguer avec les parties prenantes ») a été co-construit avec les entités d'EDF à destination des *managers* et chefs de projet. Un site intranet a été ouvert pour un meilleur partage d'expériences entre les équipes projet.

3.4.1.2.1 Le dialogue et la concertation améliorent l'identification et la gestion des impacts des projets

C'est le bénéfice le plus évident du dialogue conduit au plus près des parties prenantes.

Parc éolien Atlantic Shores (USA)	Dans le cadre de la concertation Atlantic Shores s'est engagé à prendre soin de l'environnement, notamment via un programme d'atténuation des effets sur les mammifères marins, comprenant une gestion de la vitesse des navires et une surveillance acoustique.Atlantic Shores évitera ainsi les activités de battage de pieux pendant la période de migration des baleines noires et pendant la nuit.

3.4.1.2.2 Le dialogue et la concertation stimulent les remises en question

Le dialogue et la concertation favorisent les remises en question et améliorent la conception des projets, ce qui se traduit par des modifications significatives dans les aménagements, les tracés ou les localisations d'ouvrage.

Reconfiguration du barrage de Poutès	Un Comité de pilotage, mis en place sous l'égide du préfet de la Haute-Loire, a regroupé l'ensemble des parties prenantes du projet (élus, associations de protection de l'environnement et services d'État), et validé chaque grande étape du projet Nouveau Poutès. Le projet partenarial co-construit a associé l'ensemble des acteurs dans tous les aspects du projet : technique, suivi scientifique, intégration territoriale et communication.
	Aujourd'hui, les premières frayères en amont du barrage temporaire confirment la pertinence de la solution co-construite avec le retour des saumons géniteurs. Cette gouvernance originale va se poursuivre tout au long de la vie de l'ouvrage. Le Nouveau Poutès sera mis en service en 2022.

(1) Il y a bien d'autres initiatives en matière d'écoute client et de détection des signaux faibles. On peut citer par exemple le Baromètre Développement Durable (BDD), le baromètre interne des perceptions de l'environnement (BIPE) ou encore « Ma Rivière et Moi », plateforme numérique d'échange d'information et de données multiservices développée par EDF Hydro.

(2) edf.fr/observatoire-opinion-rechauffement-climatique

3.4.1.2.3 Le dialogue et la concertation améliorent la gestion des phases de chantier

C'est part culièrement le cas des impacts en matière de trafic routier et de pollut ons sonores durant la période de chantier.

Centrale hydroélectrique de la Coche	Le dialogue avec les élus locaux et la population riveraine autour de la construction de la centrale a permis d'identifier de possibles nuisances du chantier vis-à-vis des riverains. Des mesures ont été prises pour y remédier : suivi acoustique et vibratoire ou arrosage régulier des zones de terrassement et de voiries pour éviter l'émission de poussière. Les riverains peuvent suivre le déroulement du chantier via des informations diffusées directement en boîtes aux lettres ou en mairie, sur Internet et dans la presse locale, ou lors de réunions.

3.4.1.2.4 Les nouveaux outils de financement participatif renforcent la relation aux parties prenantes

Financement participatif	Depuis 2015, date de la première collecte, EDF Renouvelables a lancé 39 collectes d'investissement participatif permettant de lever plus de 7 millions d'euros destinés, *via* 3 572 citoyens, à financer des projets solaires et éoliens. Ce mode de financement s'intensifie et sur la seule année 2021, 16 collectes ont été lancées par EDF Renouvelables, en partenariat avec des opérateurs de *crowdfunding* (3 pour des projets éoliens, 2 terrestres, 1 en mer, et 13 pour des projets solaires) permettant de lever environ 3 millions d'euros, sur la base de 1 317 investisseurs. En Belgique, après le succès de *Luminus Wind Together*, sa première initiative de financement participatif de parcs éoliens, Luminus a lancé Lumiwind, une nouvelle coopérative qui permet au grand public et aux riverains de parcs éoliens d'investir dans la transition énergétique. 1 462 citoyens belges ont par exemple investi dans deux éoliennes à Fernelmont et Turnhout.

3.4.1.3 L'indicateur-clé de performance du Groupe

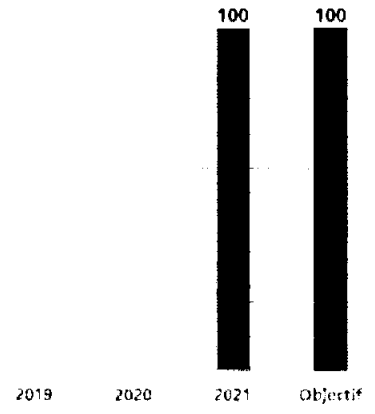
Pour les projets de plus de 50 millions d'euros examinés en CECEG ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement, les entités du Groupe concernées mettent en place le dialogue et la concertation appropriés, en cohérence avec les principes dits « de l'Équateur ».

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.

Concernant la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

En 2021, l'indicateur s'établit à 100% des projets entrant dans le champ des critères définis.

Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée (en %)



3.4.2 Développement territorial responsable

Le groupe EDF s'engage à contribuer au développement des territoires au sein desquels il opère, 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 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.

3.4.2.1.1 Étude globale

Un emploi direct génère 4,4 emplois indirects et induits	Par ses emplois locaux, EDF contribue au développement économique des territoires au sein desquels il opère. L'étude menée en 2021 [1] montre que 323 000 emplois (dont 59 700 emplois directs) sont soutenus par EDF. L'effet de levier est stable par rapport à l'année passée : un emploi direct génère 4,4 emplois indirects et induits sur le territoire, soit environ 1,1 % des emplois français soutenus par EDF.

(1, Étude Goodwill sur la base des chiffres consolidés de 2020 ; la méthodologie a été révisée et le périmètre reconstitué.

3.4.2.1.2 Études sur l'empreinte emploi des Centres Nucléaires de Production d'Électricité

Étude régionale avec l'INSEE	EDF a engagé une démarche partenariale avec les Directions régionales de l'INSEE, afin de produire des études publiques caractérisant l'empreinte socio-économique des Centres Nucléaires de Production d'Électricité (CNPE) et plus largement de l'activité nucléaire sur leurs territoires. Pour la région Centre-Val de Loire, l'activité nucléaire d'EDF génère un total de 11 800 emplois : 6 200 emplois directs liés aux sites de production (95 % en CDI), 2 300 emplois indirects liés aux commandes adressées aux fournisseurs localisés de la région et 3 300 emplois induits par les dépenses de consommations des personnes occupant les emplois précédents et de leurs familles [2].

3.4.2.1.3 Focus sur les métiers de l'hydraulique

Innovation	EDF Hydro a mis au point un Simulateur des Retombées Économiques Territoriales (SIRET) qui permet, par une simulation Entrées-Sorties, l'estimation du contenu en emplois indirects et induits des achats réalisés. Ainsi, sur la base d'un flux d'achats de 403 millions d'euros réalisé en 2020 en direction du tissu économique français, l'évaluation fait état de 3 994 emplois indirects [3], dont 2 356 de rang 1, et 1 638 de rang 2 à n.

3.4.2.1.4 Focus sur les métiers de la clientèle

Maintien des bonnes pratiques	EDF est devenue en 2021 le premier énergéticien à obtenir la certification « Relation Client France » [4] mise en place par l'Association Française de la Relation Client (AFRC) et l'Association Pro France. Cela représente 6 200 conseillers clients, salariés et partenaires externes, au service des particuliers, professionnels, industriels et collectivités.

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 2021, 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 2020, 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 *reporting* et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du *cash* fiscal [5], 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.

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 ;

(1) Et participe, à l'échelle territoriale, à la croissance économique partagée promue par l'ODD n° 8.
(2) Les études INSEE ont un caractère public et sont consultables sur les sites INSEE des Directions régionales. Ex. insee.fr/fr/statistiques/4804924
(3) Équivalent Temps Plein, moyenne INSEE en emploi total (salarié et non salarié) basée sur un 35 h hebdomadaires.
(4) Voir aussi la section 3.1.4.1.4 « La qualité de service, un gage de confiance ».
(5) Cash fiscal : impôt décaissé.

- 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 (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 Les impôts payés par le Groupe

En 2021, le groupe EDF a supporté une charge de 3 330 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA, en diminution de 467 millions d'euros par rapport à 2020.

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à - 1 400 millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 % [1] (contre une charge de - 945 millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 %). L'augmentation de la charge d'impôt de 456 millions d'euros entre 2021 et 2020 est analysée en section 5.5.5 « Impôts sur les résultats ». Le détail des impôts sur le résultat payés dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe est disponible dans le Pack ESG publié sur le site edf.fr [2].

Impôt sur le résultat	L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 2 276 millions d'euros contre 983 millions d'euros en 2020.
Impôts locaux	Le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1,2 milliard d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

3.4.2.3 Contribution au développement par les achats

EDF s'adresse chaque année à environ 11 000 fournisseurs. La Direction des Achats Groupe gère les achats d'EDF, hors achats de combustibles, et une partie des achats tertiaires, informatique et télécommunications pour certaines filiales. Ce périmètre représente 7,9 milliards d'euros de commandes en 2021 (près de 7,2 milliards d'euros de commandes en 2020), hors fournisseurs appartenant au groupe EDF, avec la répartition suivante : 4,5 milliards d'euros en achats d'ingénierie et de production, 2,1 milliards d'euros en achats tertiaires et de prestations et 1,3 milliard d'euros en achats d'informatique et télécom. En 2021, les cinq premiers fournisseurs d'EDF représentent 9,9 % du montant total de ses commandes (hors combustible) et les dix premiers fournisseurs représentent 16,5 % de ce montant. Il s'agit par ordre alphabétique de : Assystem Engineering and Operation Services, Cap Gemini Technology Services, Eiffage Énergie Systèmes – Clemessy, Endel SAS, GE Steam Power Service France, Onet Technologies TI, Orange, Orano DS Démantèlement et Services, Spie Nucléaire et Westinghouse Électrique France SAS.

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.

Le développement volontaire des synergies industrielles entre les entités d'EDF renforce la cohérence du Groupe dans ses relations avec les fournisseurs et prestataires. C'est, par exemple, le cas dans les achats éoliens pour lesquels Luminus et EDF Renouvelables coopèrent, mais aussi dans l'hydraulique, le nucléaire, le thermique, la HTB, ou encore les achats tertiaires et IT pour lesquels la presque totalité des filiales en Europe partagent des contrats-cadres d'EDF.

3.4.2.3.1 Part des achats à l'échelle territoriale

Création de valeur dans les territoires

La politique fournisseurs groupe EDF privilégie l'ancrage local et la création de valeur dans les territoires [3]. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe.

En 2021, dans le cadre des consultations, la Direction des Achats Groupe (DAG) continue à inciter ses fournisseurs de 1er 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, comme Destination ETI express ou Destination RSE et à différents événements organisés par BPI France et des Chambres de commerce et d'industrie (CCI). Elle siège également dans plusieurs commissions stratégiques et Comités de pilotage des programmes de Pacte PME. Elle 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 de déconstruction (Brennilis, Bugey…) ou pour mobiliser autour des appels d'offres du Grand Carénage. À titre d'exemples récents :

Centrale d'Hinkley Point C	Le projet Hinkley Point C (HPC) recense plus de 4 000 entreprises inscrites sur le portail fournisseurs de HPC. Les fournisseurs locaux disposent de contrats signés directement avec HPC ou avec ses fournisseurs de rang 1. Depuis le démarrage du projet, 4,1 milliards de livres sterling ont été directement dépensés auprès des fournisseurs régionaux.
Centrale de Romanche Gavet	L'inauguration de la nouvelle centrale de Romanche Gavet fin 2020 a marqué une étape clé du projet de reconfiguration hydroélectrique de la vallée de la Romanche : en termes de contribution au développement économique local, et outre les 306 ETP au pic du chantier, ce sont 637 entreprises et sous-traitants qui ont travaillé sur le projet, et 108 millions d'euros de commande passées à des entreprises auvergnates.
Déconstruction et déchets	Dans le cadre de la démarche ancrage initiée pour mieux connaître l'empreinte socio-économique et la valeur ajoutée des projets concernant les activités de déconstruction, de gestion des déchets et de construction d'installations d'entreposage d'EDF sur les territoires, plusieurs actions ont été déployées permettant la promotion de ces activités auprès des entreprises locales lors des forums entreprises et de collaboration avec les CCI sur l'identification des entreprises, l'organisation de rencontres entre les fournisseurs d'EDF et sous-traitants locaux éventuels (à Brennilis notamment), le lotissement des projets pour faciliter l'accès aux entreprises locales, ou encore la participation aux évènements de la filière nucléaire (Nuclear Valley) dont la rencontre Néopolia à Nantes.

Achats solidaires

La politique fournisseurs, qui favorise de longue date la relation aux PME, incite à recourir au secteur adapté et protégé (STPA&A) 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 2021, les achats d'EDF au secteur solidaire sont de 15,6 millions d'euros. Dans le cadre de ses accords handicap, EDF tisse des relations fortes avec les ESAT et EA de la filière espaces verts [4].

	2019	2020	2021
Achats solidaires (STPA&A et SIAE)	11,3	13,8	15,6

(1) Voir la note 9.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 « Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôts) ».
(2) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg
(3) Voir la section 3.4.2.4.1 « Dynamisation du tissu économique, social et humain ».
(4) Voir section 3.3.3.4 « Ancrage handicap ».

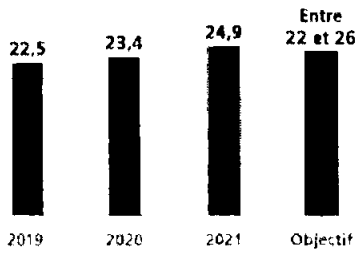
Indicateur clé de performance du Groupe

En termes d'achats aux PME situées en France, l'objectif est fixé à hauteur d'une fourchette comprise entre 22 % à 26 % des achats réalisés par EDF et le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis [1].

Pour la méthodologie de cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

La valeur 2021 s'établit à 24,9 %, conforme à l'objectif poursuivi.

Taux annuel d'achats à des PME en France (en %)



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.

Renforcement de la qualité des relations avec les fournisseurs

Responsable Fournisseur Stratégique	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.
Charte Fournisseurs et Achats Responsables	Le 2 décembre 2021, le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, a signé la Charte « Relations Fournisseurs et Achats Responsables » en présence de la ministre déléguée auprès du ministre de l'Économie, des Finances et de la Relance, chargée de l'industrie, dans le cadre de l'édition 2021 du World Nuclear Exhibition. Réactualisée en octobre 2021, cette Charte valorise la qualité de la relation entre clients et fournisseurs ainsi que les valeurs de solidarité, d'éthique et de confiance [2].
Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RFAR)	Le 30 novembre 2021, sous l'égide du ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, le Comité d'attribution renouvelait sa confiance à EDF, en lui attribuant pour la 3e fois consécutive, le Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RFAR) pour une durée de 3 ans. 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

Politique Fournisseurs

Politique Fournisseurs et Démarche Achats Responsables	La nouvelle politique fournisseurs, adoptée en octobre 2021, remplace la Politique Achats Groupe et 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.

(1) Enedis est une filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

(2) EDF est l'un des premiers signataires de la Charte Relations Fournisseurs Responsables. Le plan d'actions ayant pour objectif de réduire le délai de paiement des fournisseurs et déployé à la suite du contrôle de la DGCCRF en 2019 se poursuit en 2021.

Écoute dialogue et partenariats

Dans une perspective d'amélioration continue, EDF écoute, dialogue et entretient des relations de partenariat en matière d'achats responsables.

Partenaires	EDF adhère et contribue aux travaux du Conseil national des achats, de l'observatoire des achats responsables (OBSAR), de l'association Pacte PME, ainsi qu'au Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN). Au sein du GIFEN, EDF contribue à l'excellence de la filière nucléaire avec par exemple la création récente d'une Université des Métiers du Nucléaire. Une convention de partenariat relie depuis près de quinze ans EDF et le réseau GESAT, réseau national des prestataires du Secteur du Travail Protégé et Adapté qui facilite le contact entre les entreprises de ce secteur et les donneurs d'ordre. EDF participe également au Comité stratégique de la filière des nouveaux systèmes énergétiques qui fédère les acteurs intervenant dans les domaines suivants : les énergies renouvelables, le stockage, l'efficacité énergétique, la décarbonation et les reseaux.
Écoute	En 2021, une enquête a été réalisée auprès des membres du GIFEN afin de mesurer les effets de la mise en œuvre du Nouveau Modèle Contractuel et de l'Ingénierie Contractuelle. EDF a participé à l'enquête de l'Observatoire 2021 de l'association Pacte PME qui évalue la qualité de la relation entre les grands donneurs d'ordre et les PME.
Dialogue au plus près des sites	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, ou le Salon à l'Envers à Cattenom, et la « Rencontre Performance© Les marchés publics, un bon plan pour booster son entreprise », organisée par la CCI Loiret.

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.

La Direction des Achats Groupe d'EDF prend en compte la RSE dans ses relations avec ses fournisseurs selon les principes suivants :

Principes	La Direction des Achats Groupe d'EDF prend en compte la RSE dans ses relations avec ses fournisseurs selon les principes suivants : Engagements du fournisseur à travers : • l'intégration systématique d'une Charte Développement Durable entre EDF et ses fournisseurs comme pièce constitutive des marchés ; • l'intégration d'une clause développement durable dans les Conditions Générales d'Achat ; • 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, 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 ; • 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 ; • développement de Partenariats Productivité ; • surveillance du respect de ces principes par les fournisseurs (voir section 3.4.2.3.3).
Modalités	La Direction des Achats Groupe poursuit ses actions auprés de ses fournisseurs, dont les PME / ETI/TPE/*start-ups*, avec la mise en œuvre opérationnelle d'un processus adapté pour les achats d'innovation, et pour faciliter l'accès des PME à ses marchés. Ceci passe par : • un guichet unique, sous forme d'un espace dédié sur le site institutionnel www.edf.fr indiquant notamment les conditions générales d'achats simplifiées et les conditions générales d'achats propres aux « petites commandes » ; • un questionnaire d'aptitude simplifié destiné aux nouveaux fournisseurs, pour les consultations de montants inférieurs aux seuils de la directive européenne 2014/25/UE ; • un processus d'achats et des contrats types adaptés pour les *start-ups* et les PME innovantes.

Autres modalités pratiquées au sein du Groupe

Quand elles ne déclinent pas directement ces outils, les grandes Directions ou grandes filiales ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques. Ainsi, la Division de la Production Nucléaire (DPN) demande à ses fournisseurs de s'engager à respecter la « Charte de progrès pour un nucléaire exemplaire et performant » et le cahier des charges social du Comité stratégique de la filière nucléaire. Mais aussi :

EDF Renouvelables	Les achats responsables chez EDF Renouvelables reposent sur deux piliers. Le premier est le processus de qualification des fournisseurs, effectué en deux temps. D'abord, 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). Suite à cette première étape de la qualification, ils seront alors audités pour vérifier que les pratiques adoptées correspondent aux standards d'EDF R. Les clauses contractuelles constituent le deuxième pilier des Achats Responsables. En signant le contrat, les prestataires s'engagent à respecter les exigences environnementales et sociétales d'EDF Renouvelables et à les appliquer à ses propres fournisseurs et sous-traitants. Le non-respect de ces exigences peut mener à la résiliation du contrat.
Edison	En 2021, Edison a mis en place un nouveau processus de qualification de ses fournisseurs fondé sur l'utilisation d'une *check-list* de critères ESG à remplir pendant le processus de qualification des fournisseurs comprenant notamment la demande de certifications ISO 26000 Responsabilité sociétale, AA1000 *Accountability*, ISO 30415 Diversité et inclusion et ISO 20400 Achats responsables. De plus, dans cette liste, sont intégrées des questions liées aux objectifs des fournisseurs en termes de durabilité et de calcul de l'empreinte carbone notamment.
Luminus	Luminus prend systématiquement en compte les critères RSE lors de ses appels d'offres. Depuis 2020, un questionnaire RSE est intégré à chaque appel d'offres via une plateforme d'achat. Les fournisseurs qui ne répondent pas au questionnaire ne peuvent pas participer aux appels d'offres. Les critères RSE concernent notamment les émissions de carbone, les emballages, le recyclage, la gestion des déchets ou les transports.
EDF au Royaume-Uni	EDF au Royaume-Uni procède également à une évaluation des risques liés à l'esclavage moderne et s'assure que des moyens de mitigation soient mis en place (voir section 3.3.2.3.4 « La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »).
Edvance	Depuis 2020, Edvance exige que chacun de ses fournisseurs évalue ses performances RSE sur la plateforme mondiale Ecovadis. Edvance se réserve le droit de ne pas référencer un fournisseur qui obtiendrait une notation insuffisante sur cette plateforme. 88 % de ses fournisseurs sont « médaillés » dans le référentiel RSE de la plateforme. En outre, Edvance fait signer dans ses contrats une clause d'adhésion à la Charte des Nations Unies ainsi une clause relative à l'éthique et conformité.

Formation des acteurs de la filière achats

De leur côté, les acheteurs sont également sensibilisés à l'importance de la démarche d'achats responsables au travers, notamment, de leur cursus de formation (module dédié à ce sujet).

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, cela dès l'émission du bon à payer par EDF[1].

	2019	2020	2021
Nombre de fournisseurs bénéficiaires	550	692	718
Montants concernés *(en millions d'euros)*	1 074	1 183	2 857

En 2021, EDF a débuté une expérimentation pour évaluer l'intérêt d'intégrer une dimension RSE à ce dispositif proposé aux fournisseurs d'EDF.

Partage des gains

La Direction des Achats Groupe poursuit son action volontariste de « Partenariats Productivité ». Le but est d'améliorer la performance d'exécution du contrat par la coopération entre EDF et son fournisseur. Cette performance génère des gains qui peuvent être financiers, organisationnels ou techniques. Ces gains sont partagés. À titre d'exemple, une technique de réduction de la quantité de déchets dangereux développée *a posteriori* par le Titulaire d'un marché de prestation permet de diminuer le coût de transport et de retraitement de ces déchets par EDF. Depuis l'année passée, la Direction des Achats Groupe a décidé de focaliser le suivi « Partenariat Productivité » sur les gains précisément mesurables.

Partenariats productivité	2019	2020	2021
Gains de productivité au périmètre EDF *(en millions euros)*	-	44,1	55,2

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.
- Comme toutes les parties prenantes, 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].

(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

3.4.2.3.3 Surveillance des fournisseurs [1]

Identification des risques RSE

Le respect des engagements RSE des fournisseurs est principalement assuré par la priorisation des évaluations, définie sur la base d'une cartographie des risques qui couvre la totalité des catégories d'achats d'EDF, au périmètre des achats couverts par la Direction des Achats Groupe.

Renforcement de la cartographie des risques fournisseurs	Sur cette base, la DAG a renforcé la performance de son analyse des risques, mise en place notamment conformément à la loi sur le Devoir de vigilance. La nouvelle méthodologie prend en compte tous les volets de la RSE (environnement, relations et conditions de travail, 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 la totalité des catégories d'achat couvrant environ 11 000 fournisseurs.

Niveau de risques RSE

Par catégorie d'achat, les risques bruts et les risques résiduels [2] sont évalués sur une échelle de 1 à 4 : risque limité, significatif, majeur ou critique. L'évaluation des risques est fondée sur les activités des fournisseurs, leur localisation géographique constitue en outre un élément majorant dans l'appréciation du risque.

Les parades mises en place en amont de la contractualisation, les clauses contractuelles, ainsi que la surveillance des contrats permettent de sécuriser le risque résiduel critique sur les catégories évaluées.

Des risques résiduels majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la sécurité, à l'éthique, aux déchets, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 15 % des catégories d'achats analysées sont classées à risque « résiduel majeur », 50 % à risque « résiduel significatif » et 35 % à risque « résiduel limité ».

Parmi les catégories d'achats analysées et classées à risques résiduels majeurs, les catégories les plus importantes en montant sont les suivantes :

- prestations et matériels IT et électroniques concernant le risque droits humains en lien avec la *supply chain*,
- prestations de travaux et maintenance en environnement industriel concernant le risque sécurité accru,
- prestations de déconstruction/dépollution concernant le risque environnement (production de déchets).

Mais certaines catégories moins volumineuses y figurent également comme la billetterie aérienne. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France et 98,5 % en Europe.

En 2021, les risques droits humains en lien avec la *supply chain* ont été précisés sur les domaines d'achat du textile, des matériels informatiques, du contrôle-commande et des panneaux solaires concernant les risques de travail forcé.

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) et de fiches d'évaluation fournisseur (FEF).

	2021
Nombre d'évaluations internes des prestations	~11 000
Nombre de fournisseurs évalués	~1 500

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. Les questionnaires portent sur l'ensemble des champs de la RSE ; certains sont conçus sur mesure afin de prendre en compte les problématiques catégorielles. En 2021, ce sont principalement les fournisseurs des catégories à risques (mobilité, les prestataires intervenant sur les sites nucléaires) qui ont été questionnés. Il est à noter que des fournisseurs ont également été interrogés à la demande de Responsables Catégories Achats (hébergement). Sur le dernier trimestre 2021, la DAG a développé avec l'AFNOR un questionnaire spécifique droits humains. Ce questionnaire a été adressé aux fournisseurs ayant un contrat en cours relevant de catégories d'achats visées dans des rapports internationaux sur le non-respect de droits humains ou citées expressément par ces derniers, dans les domaines du textile, de l'électronique, du contrôle-commande et IT. Concernant les achats de panneaux solaires, EDF Renouvelables a déployé en 2021 un questionnaire dédié aux Droits humains destinés à ses fournisseurs.

À fin 2021, 3 000 fournisseurs ont été questionnés par la plateforme ACESIA, dont un millier a été contrôlé. En 2021, les évaluations se sont avérées « satisfaisantes » dans 63 % des questionnaires contrôlés. 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.

Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale et environnementale.

	2021
Nombre d'évaluations documentaires contrôlées ou en cours de contrôle	139

(1) 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. Un fournisseur de turbines chinois, qualifié pour la première fois, l'a été sur le seul périmètre de ses usines certifiées ISO 14001.

(2) Les risques résiduels sont ceux persistant après mise en place de parades.

Audits 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). Huit audits qualité ont également été réalisés. Les audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants. Les audits RSE sont déclenchés sur la base du retour d'expérience sur les conditions d'exécution des contrats, capitalisé par les Responsables Catégories d'Achats notamment de la cartographie des risques fournisseurs.

	2021
Nombre d'audits sur place diligenté par la Direction des Achats Groupe	52
Part des audits réalisés hors de France *(en %)*	67 %

60 % des audits finalisés ont eu un résultat « satisfaisant », 34 % un résultat « acceptable avec commentaire » et 6 % un résultat « insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs.

Campagne « vêtements de travail »

En 2021, une large part d'audits RSE a été réalisée dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la catégorie « vêtements de travail ». Les notations globales « Insuffisant » ou « Non Satisfaisant » des sites de production audités ont conduit à l'exclusion de la *supply chain* du fournisseur postulant. Les résultats de cette campagne spécifique, réalisée sur des sites principalement en dehors de la France, sont assez hétérogènes. Des bonnes pratiques ont été relevées sur plusieurs sites (certifications et labels volontaires, politique de l'emploi/rémunération volontariste, bonne gestion des produits chimiques). Cependant, les écarts liés à la rémunération, au temps de travail, et à la sécurité (absence de vérification périodique, de protections collectives, inadaptation des EPI) y compris en Europe. Parmi les audits RSE 2021, la totalité des résultats « Insuffisants » portent sur la catégorie textile.

Audits réalisés sur les autres catégories d'achats

Les résultats globaux font état, dans la continuité des années passées, d'une bonne gestion des risques opérationnels en matière de sécurité et environnement, s'appuyant notamment sur des certifications structurantes et une culture sécurité forte. Des bonnes pratiques et opportunités sont à relever : challenge innovation en interne, recherche d'amélioration sur les champs de l'éco-conception ou de la réduction de gaz à effet de serre. Les points de progrès portent toujours sur la prise en compte de critères RSE dans la *supply chain* des titulaires eux-mêmes. La mise en œuvre des politiques et engagements RSE peinent à être déclinées sur les sites (formation, déploiement achats responsables…). Les exigences d'EDF sur ces sujets sont encore à promouvoir dans les entreprises auditées.

Des audits sont également menés par d'autres sociétés, par exemple chez Dalkia (2 916 audits en 2021) ou Luminus où un écart significatif a été constaté chez un sous-traitant d'un de ses principaux fournisseurs. Après plusieurs alertes, l'entité a suspendu son contrat jusqu'à ce que les pratiques de l'entreprise concernée soient mises en conformité.

3.4.2.3.4 Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles

Chaîne d'approvisionnement charbon

Bettercoal	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, favorisant ainsi le développement de l'influence de l'initiative en Asie. En 2021, 92 % des approvisionnements en charbon fournis par JERAT au groupe EDF provenaient d'exploitants ayant adopté l'initiative Bettercoal et 8 % d'exploitants nord-américains.

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 et Russie). 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) et l'environnement, compris dans son acception la plus large (eau, diversité, déchets, réhabilitation des sites après extraction).
Audits	EDF réalise chaque année ses audits de mines *via* des moyens internes (2 audits par an). 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 CO_2) 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.
Programme 2021	Après une suspension en 2020 due à la crise sanitaire internationale, le programme d'audit a repris en août 2021 en distanciel, et en octobre 2021 avec la mise en œuvre d'un audit sur site.

(1) Guidelines for Evaluating Supplier Performance at Uranium Mining and other Processing Sites in the Nuclear Fuel Supply Chain.

3.4.2.3.5 Sous-traitance responsable

Politique et accords

La politique de sous-traitance d'EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

Donner de la visibilité	Donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée.
Faire progresser les pratiques de sous-traitance	Faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques, de compétences et social.
Développer des pratiques de sous-traitance responsable	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.

Engagements

Vigilance	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.
Cartographie des risques	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.
Analyse stratégique	Les choix de sous-traitance ou de re-internalisation des activités de ces domaines sont issus d'une analyse stratégique par segment de politique industrielle. Cette analyse prend en compte des critères tels que les enjeux de maîtrise de compétences stratégiques pour l'entreprise (cœur de métier…) et les variations de charge et la souplesse nécessaire pour y faire face.
Suivi	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.

Faits marquants 2021

Dans le domaine industriel

Charte de progrès	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 2021 avec notamment des actions d'accompagnement des sous-traitants du chantier de Flamanville 3 en vue de la réduction de la charge d'activité.
Visibilité sur la charge à 9 ans	Dans le domaine nucléaire, EDF a fourni aux industriels lors de la « Journée Perspectives France » du Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN) une visibilité sur la charge à 9 ans.
Baromètre de la Relation Fournisseurs	EDF a lancé en septembre son premier baromètre de la Relation Fournisseurs (144 fournisseurs interrogés) afin de recueillir leur point de vue et retour d'expérience. Les résultats confortent les actions engagées en matière d'évolution contractuelle et de fonctionnement en entreprises étendue. Parmi les points de satisfaction, les fournisseurs apprécient fortement les conditions de travail sur les sites EDF, que ce soit en matière de sécurité (97 % considèrent que leurs salariés travaillent dans des conditions de sécurité optimales), de traitement (91 % estiment qu'ils sont bien traités) et de santé (89 % indiquent qu'ils bénéficient d'un suivi santé adapté).

Dans le domaine des systèmes d'information

Open source	L'entreprise a poursuivi en 2021 la mise en œuvre de sa stratégie industrielle dans le domaine IT vis-à-vis de la sous-traitance par : ● une action volontariste en faveur des logiciels *open source* (libres et gratuits), en termes de montée en compétences des ETI, PME et *start-ups* ; ● une vigilance sur les conditions de formation et de turnover des prestataires.

Dans le domaine commercial

Prestataires externes	Dans un contexte concurrentiel accru, 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 sont également localisés en métropole (voir la section 3.4.2.*.4 « Focus sur les métiers de la clientèle »).
Prestataires labellisés	Les prestataires externes sont choisis sont labellisés pour les activités de relation clients et développement commercial (label « Engagé RSE Afnor »).

3.4.2.4 Autres formes de contribution au développement local

Le Groupe contribue également 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 :

Accompagnement socio-économique du territoire d'accueil de Cigéo

Meuse et Haute-Marne	Dans le cadre de l'accompagnement socio-économique du territoire d'accueil de Cigéo, en Meuse et Haute-Marne, les actions de transition énergétique et de maîtrise de la demande en énergie se sont poursuivies avec la 1 000e opération de Rénovation Basse Consommation (RBC) en 10 ans ; 500 artisans formés en rénovation thermique à Ecurey en 4 ans ; le lancement réussi de l'opération PREP (Parcours Rénovation Énergétique Performante) en lien avec IZI by EDF, les mairies de Saint Dizier et Bar le Duc, avec pour objectif la massification de la rénovation des maisons individuelles.

Accompagnement socio-économique des territoires de Hinkley Point (Royaume-Uni)

Hinkley Point C	Le projet Hinkley Point C permettra d'investir 3,5 milliards de livres sterling dans le sud-ouest du Royaume-Uni et 2 milliards de livres sterling dans le nord, fournissant 8 000 emplois dans les 1 300 entreprises régionales incluses dans la chaîne d'approvisionnement. 40 millions de livres sterling ont été investis pour permettre le développement de compétences, avec par exemple l'ouverture d'un centre de soudure industrielle d'excellence pour soutenir la formation locale des salariés ainsi qu'une équipe de conseillers pour faciliter la recherche d'emploi. Le programme *Inspire Education and Young* du projet Hinkley Point C soutient les jeunes dans le développement de leur carrière professionnelle.

Accompagnement socio-économique au Laos

Le groupe EDF accompagne le développement du Laos depuis une vingtaine d'années dans le cadre d'un programme d'accompagnement social et environnemental ambitieux. Il est mis en œuvre conjointement par le gouvernement du Laos et Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société fondée par EDF, EGCO et Lao Holding State Enterprise, en charge de concevoir, construire et exploiter l'ouvrage hydroélectrique de Nam Theun 2.

Accompagnement au-delà des standards de la Banque Mondiale	Élaboré en consultation avec les populations locales et mis en œuvre par le gouvernement du Laos avec le concours de NTPC, l'ensemble du programme social et environnemental respecte, voire dépasse, les standards de la Banque Mondiale et de la Banque Asiatique de Développement.
Des résultats sociaux [illegible]	Des maisons pour l'ensemble des foyers concernés ont été construites, ainsi que 2 dispensaires et 32 écoles. La mise en place d'un programme de soutien aux activités économiques a permis le développement de l'économie du plateau de Nakai (97 % des ménages déplacés ont atteint le niveau de revenu fixé par le programme. Le niveau médian de consommation dans la zone est trois fois plus élevé que le seuil de pauvreté fixé par le gouvernement). L'ensemble de la population a désormais accès aux soins et à l'éducation. Les Comités de village incluent 37 % de femmes.
Nouveaux objectifs pour 2035	De nouveaux objectifs ont été fixés pour 2035 : maintien de moyens de subsistance durables autour du réservoir ; préservation de la biodiversité au statut de patrimoine mondial ; maximisation du potentiel de production renouvelable, dont un complément de production sur la base de panneaux photovoltaïques flottants, ou optimisation de l'utilisation de l'eau à l'aval.

Accompagnement socio-économique au Cameroun

Au Cameroun, à l'échelle des 7 arrondissements de la zone d'influence du Projet, la Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) met en œuvre un Plan d'actions de développement économique local de soutien aux micro-infrastructures, d'appui au développement local, et de financement de projets d'activités génératrices de revenus à l'échelle locale.

3.4.2.4.2 Accès à l'énergie dans les pays en développement

L'accès à l'électricité est un vecteur de progrès et de développement, y compris en matière de santé, d'éducation, de sécurité. Le taux d'électrification mondial a augmenté régulièrement depuis 2010 mais plus de 800 millions de personnes vivent encore sans accès à l'électricité, dont environ la moitié en Afrique subsaharienne.

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 par exemple 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.

Nouveaux modèles d'affaires

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 1.4.5.3.9 « *Off-grid* – Énergie hors réseaux »).

Mécénat et accès à l'énergie

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.

Fondation groupe EDF	En 2021, la Fondation groupe EDF a soutenu 41 projets d'associations (pour un montant de 1,93 million d'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.
Électriciens Sans Frontières (ESF)	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 ; 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.

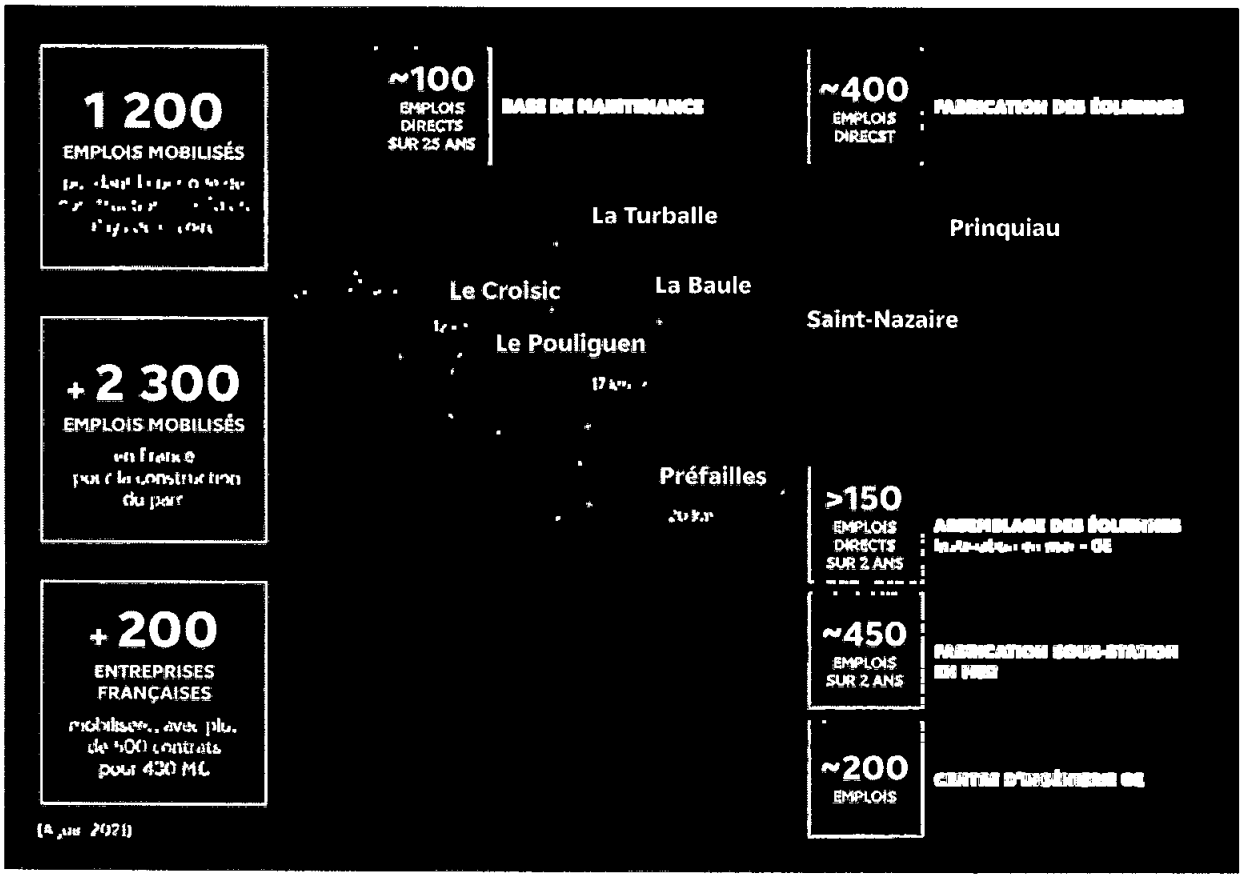
Partenariats en faveur de la création d'une filière industrielle dédiée

Signé en septembre 2021, un partenariat avec Siemens Gamesa permettra de fournir les éoliennes de deux projets France (Fécamp et Courseulles), tandis que GE assure la livraison des éoliennes pour le premier projet en cours de construction, au large de Saint-Nazaire.

L'exemple du parc éolien de Saint-Nazaire

Une fois mis en service, le parc d'éoliennes de Saint-Nazaire produira 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.

Le Parc 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 en local) et son exploitation créera une vingtaine d'emplois pérennes.

Projet européen	Les scénarios de démantèlement et les outils qui seront testés dans le DIG seront développés dans le cadre du projet européen Inno4Graph (2020-2023) qui rassemble 13 acteurs du démantèlement dont le CEA, ENRESA (Espagne), SOGIN (Italie), LEI (Lituanie) ainsi que Graphitech et Cyclife digital solutions, deux filiales d'EDF.
Label AIEA	Le DIG est la première installation d'EDF à recevoir le label *Collaborating Centre* de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique).

3.4.3.2 Contribution du Groupe à la redynamisation de filières existantes

3.4.3.2.1 Le Plan excell

Le nucléaire représente la troisième filière industrielle française et EDF joue un rôle prépondérant pour soutenir son développement.

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. EDF et toute la filière nucléaire entrent désormais dans la troisième phase du Plan excell : consolider les résultats acquis et pérenniser les actions engagées pour rejoindre les meilleurs standards industriels. Cet objectif de capitalisation se traduit par 30 engagements à tenir d'ici mi-2022, dont les deux tiers s'inscrivent dans le prolongement direct de ceux pris en 2021 [1].

De nombreuses actions ont été engagées et accélérées en 2021 pour répondre aux enjeux d'attractivité de la filière, de capitalisation des compétences de ceux qui quittent la filière, d'accélération de l'expérience et des compétences de ceux qui la rejoignent.

Engagement de Développement de l'Emploi et des Compétences (EDEC)	À l'échelle de la filière, un EDEC a été mis en place pour conduire une démarche prospective et se donner des leviers d'action pour appréhender de manière plus fine les enjeux en termes d'emploi, de formation et d'attractivité de la filière. Pour le groupe EDF, il s'agit de réaliser une GPEC territoriale pour connaître et mieux faire connaître nos besoins et nos métiers en tension aux acteurs de la formation et de l'emploi dans chaque région.
Université des Métiers du Nucléaire (UMN)	Le 27 avril 2021, l'Université des Métiers du Nucléaire (UMN) a été créée par 12 membres fondateurs : le Comité stratégique de la filière nucléaire, 5 clients majeurs (EDF ; CEA ; Orano ; Framatome ; ANDRA) et 6 organisations (France Industrie ; GIFEN ; Nuclear Valley ; UIMM ; UFE ; Pôle emploi). L'UMN a pour vocation de dynamiser les projets de formation, notamment en région. Elle a également contribué à la sélection des projets retenus par BPI dans le cadre de France Relance, qu'elle continuera d'accompagner.
Salariés expérimentés	La part des salariés expérimentés dans les recrutements d'EDF pour ses activités « nouveau nucléaire » a été augmentée pour qu'ils représentent au moins 40 % de ces recrutements. Cet objectif a été dépassé en 2021, avec 52 % de profils expérimentés. EDF s'est associé à la filière aéronautique pour mettre en place un « challenge EDF Aéronautique » afin de recruter des salariés expérimentés touchés par les suppressions d'emploi dans ce secteur.
Parcours nouvel embauché	EDF a mis en place de parcours terrain de 4 mois pour tout nouvel embauché du nouveau nucléaire sans expérience préalable afin d'accélérer l'expérience et la montée en compétences de ceux qui arrivent. Environ 150 personnes par an sont concernées par ce dispositif sur 500 nouveaux arrivants à la Direction Ingénierie Projet Nouveau Nucléaire (DIPNN).
Parcours croisés	Des parcours croisés entre production, ingénierie, construction, fabrication, fonctions projet et transverses ont été développés et objectivés pour permettre aux salariés de consolider leurs compétences et d'en faire bénéficier en retour leur entité d'origine. Sur un objectif de 520, (+ 20 % comparativement à 2019), 839 parcours ont été réalisés en 2021.
Knowledge Management	2021 est également l'année du déploiement d'une démarche de *Knowledge Management* au sein de toute l'ingénierie d'EDF et de Framatome, constituée d'un référentiel de bonnes pratiques pour faire circuler les connaissances et dotée d'outils performants pour supporter ces pratiques. Il s'agit notamment d'une encyclopédie numérique, une base de données de partage des connaissances (wiki), accessible à EDF, EDF Energy et Framatome et d'un moteur de recherche en cours de développement.
Création de l'HEFAIS	Compte tenu des enjeux spécifiques en matière de compétences et de qualité, un plan soudage a été créé, permettant d'accompagner la formation et la qualification des soudeurs qui interviennent sur les chantiers de la filière nucléaire. Dans ce cadre, sous l'impulsion d'EDF, Naval Group, Orano et les CMN avec le soutien des pouvoirs publics, la haute école de formation en soudage (HEFAIS) a vu le jour en février 2021. Cette école proposera des parcours de formation innovants et concrets, en atelier industriel, pour atteindre l'excellence en matière de soudage que ce soit pour des débutants, personnes en recherche d'emploi, ou des salariés confirmés, hommes et femmes, de Normandie ou d'ailleurs, afin qu'ils deviennent les meilleurs soudeurs en France des filières nucléaire et navale. HEFAIS accueillera dans le Cotentin ses premières formations d'excellence en septembre 2022.

(1) edf.fr/plan-excell

3.4.3.2.2 L'engagement du Groupe dans le cadre du programme France relance

Le programme France Relance

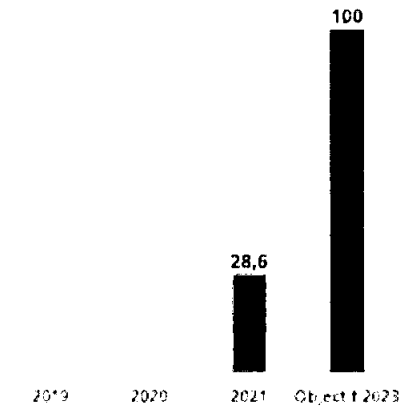
Les actions prévues dans le Plan Excell sont amplifiées et accélérées par le plan de relance. Le 27 novembre 2020, le Gouvernement français a annoncé un plan de soutien sectoriel dans le cadre du programme France Relance, avec un volet nucléaire doté à hauteur de 470 millions d'euros.

L'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 ou le financement de projets de réindustrialisation ou de relocalisation.

Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

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 dans le cas de fermetures de centrales

Dialogue social	EDF maintient le dialogue social durant les différentes phases de mise à l'arrêt. En France, les dossiers de fermeture font l'objet de consultations auprès des instances représentatives du personnel [1]. Trois accords « spécifiques métiers » encadrent les fermetures du Parc de production et prévoient les dispositifs de reconnaissance et d'accompagnement financiers particuliers.
Mesures de reclassement	EDF s'est engagé à mettre en œuvre l'ensemble des leviers nécessaires pour conduire des fermetures exemplaires et permettre aux salariés de se projeter dans un nouvel avenir professionnel en tenant compte de leurs propres aspirations. Les fermetures de centrales sont accompagnées de mesures de reclassement des salariés au sein du Groupe et 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.
Fessenheim et Le Havre	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 2021, 85 % des salariés de la Centrale Fessenheim et 80 % 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.

Une innovation avec le recours aux Social Bonds (obligations sociales)

1 Social Bond pour un montant de 1,25 milliard d'euros	EDF a émis sa première « obligation sociale » d'un montant de 1,25 milliard d'euros en mai 2021. L'objectif social des projets éligibles est d'accompagner les PME qui contribuent à former le tissu industriel d'EDF et qui offrent des opportunités d'emploi dans les territoires dans lesquels EDF est présent. 100 % des fonds levés soutiendront des dépenses d'investissement dans des zones d'emploi devant faire face à des enjeux de chômage important. Pour un développement complet, se reporter à la section 6.8 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales (*Social Bonds*) émises par EDF ».

(1) Cf. section 3.5.3 « Dialogue social ».

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.

CleanTechBooster à Aramon	La centrale thermique d'Aramon, dans le Gard, fermée en 2016, a laissé place d'une part à une centrale photovoltaïque de 5 MWc et d'autre part à un programme d'accélération du développement de *start-up* dans le domaine de la transition énergétique locale, le *Clean Tech Booster*, soutenu par un contrat de transition écologique signé avec l'État. Il s'agit d'accompagner les startups locales et de favoriser les coopérations avec de grands groupes industriels en menant des projets d'*open innovation* pour créer de nouvelles solutions. Le bilan réalisé en juillet en amont de la 3e saison d'accompagnement a mis en lumière la fonction d'accélérateur de développement du *Clean Tech Booster*, et la concrétisation effective de quatre projets, par exemple le domaine des systèmes de gestion d'autoconsommation, créateurs de plusieurs dizaines d'emplois locaux. La déconstruction de la centrale thermique, qui s'étale sur dix années, a fait l'objet d'une réflexion en amont afin de permettre aux petites entreprises locales d'intégrer les appels d'offres et de viser un taux de valorisation et de recyclage des matériaux de la centrale de plus de 95 %.

3.4.3.3.2 Directions ou filiales en décroissance

Mobilité renforcée et accueil des salariés

Priorité aux salariés en situation de redéploiement	Toute recherche de candidat(e) doit préalablement faire l'objet d'une recherche à l'interne en donnant la priorité aux salariés en situation de redéploiement, ce qui implique une solidarité entre les différentes entités du Groupe et le développement de passerelles professionnelles.
Cursus de reconversion en alternance pour les directions fortement [illegible]	Le groupe EDF a mis en place des cursus de reconversion en alternance s'adressant aux salariés en reconversion sur des postes répondant aux enjeux de gestion prospective du Groupe. En 2021, 60 salariés, dont 30 en situation de redéploiement, ont bénéficié d'un cursus formation reconversion, notamment dans les métiers de *data analyst* ou de maintenance. Fort des enseignements tirés des précédentes promotions, le groupe EDF poursuit l'enrichissement de son offre [1].
« EDF Impulsion »	Le groupe EDF a mis en place « EDF Impulsion », une équipe de cadres de haut niveau en recherche d'emploi interne, qui met ses compétences au service des métiers du Groupe en réalisant des missions opérationnelles. Les 31 cadres-consultants recrutés entre 2020 et 2021 ont déjà réalisé plus de 70 missions. En parallèle, EDF Impulsion accompagne, 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.
« My Job »	L'accompagnement des Directions en décroissance s'est appuyé sur le déploiement d'un projet *ad hoc* baptisé *My Job*, reposant sur la mise en visibilité de viviers de salariés qualifiés et sur une solidarité inter-Directions pour EDF.

Mobilité et redéploiements en 2021

	2021
Salariés ayant trouvé en 2021 un emploi en adéquation avec les besoins du Groupe	703
Salariés redéployés depuis 2018 (EOF)	2 993

3.4.3.3.3 Intensifier la dynamique mobilité

Au-delà des actions ciblées, et en vue de lever les freins et d'intensifier la dynamique de mobilité, le groupe EDF a mis en 2021 le plan *Booster la Mobilité*, complémentaire des dispositifs de mobilité existants.

Un nouveau plan « Booster la mobilité »

Ce projet d'envergure associe l'ensemble des Directions EDF et les filiales et décline des actions autour de trois objectifs :

Trois objectifs	• Faire rencontrer concrètement l'offre et la demande d'emploi au sein du Groupe ; • Redéfinir les accompagnements financiers dédiés à la mobilité et les programmes de reconversion ; • Créer des parcours professionnels incitatifs et les valoriser.

Fort des enseignements passés, le plan propose de nouvelles solutions en vue d'encourager la réalisation de mobilités adaptées aux enjeux de l'entreprise.

Les solutions nouvelles	• Capital mobilité modulé, pack mobilité facilitée, prestation découverte du lieu de vie • *People Review* nationales, avec pour objectifs de mettre en perspective, au niveau national, des besoins en emplois pénuriques et des dossiers de mobilité Groupe dépassant le périmètre régional, et de débloquer des situations de mobilité individuelle entre EDF et les autres entités du Groupe.

Le plan « Booster la mobilité » complète les dispositifs de mobilité déjà existants dans le Groupe ouvrant la possibilité aux salariés de candidater plus facilement sur des emplois éloignés de leur domicile sans qu'ils aient besoin de déménager (*Mon Job en Proximité*) ; facilitant l'échange sur les questions financières (bilan financier avant/après) et non financières (conditions d'arrivée) ; œuvrant en faveur de la transparence et de la fluidité du marché de l'emploi interne (un SI Groupe sur les volets mobilité et recrutements favorise depuis 2020 la visibilité du marché de l'emploi interne par tous les salariés).

(1) Un nouveau cursus de chargé de projet Enedis a été initié en septembre 2021.

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

Priorité	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 COMEX du groupe EDF le 17 septembre 2021 lors d'un séminaire sur la transformation numérique.
Mise en œuvre	Cet engagement est piloté au travers du Comité de la transformation numérique coprésidé par trois membres du COMEX EDF et mis en œuvre au sein d'un programme dédié au Numérique Responsable.

3.4.4.1.2 Charte numérique responsable

Tous les enjeux du 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 la Transition écologique couvre l'ensemble des enjeux du Numérique Responsable

3.4.4.1.3 Label Numérique responsable

20 engagements de progrès opposables	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, l'ADEME et 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.

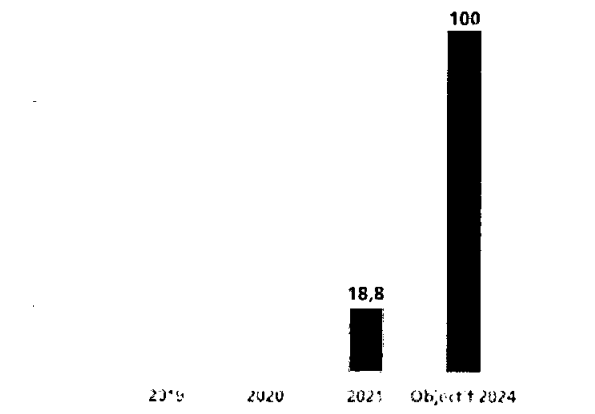
3.4.4.1.4 Engagement du Groupe

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.

Pour la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR) (en %)



(1) Cette section pourra être utilement complétée par l'actualité traitée par la R&D en section 1.5.1.3 « La transition numérique et sociétale » et la section « Risques auxquels le Groupe est exposé » en section 2.2.4, qui aborde notamment les questions de cybersécurité.

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, 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.

En parallèle, des actions de sensibilisation sont conduites par le programme Numérique Responsable comme le challenge OCCI Clean IT. Au cours d'une semaine, les salariés des différents métiers de la Direction Occitanie ont pu suivre un cycle de conférences dédiées au Numérique responsable et s'engager directement en participant à des défis (allègement des mails, collecte des *smartphones* non utilisés, nettoyage des serveurs).

3.4.4.3 Un usage raisonné des outils 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 (voir aussi section 3.2.4 « Déchets et économie circulaire »).

3.4.4.3.2 Écoconception

[redacted]	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 CO_2 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).

3.4.4.3.3 Inclusion

Le numérique sera responsable et durable s'il est accessible et inclusif sans discrimination ce qui nécessite de porter une attention particulière à trois piliers indissociables : l'environnement de travail informatique, les applications et les contenus numériques. Dans cette optique, l'opérateur IT d'EDF veille à l'intégration de périphériques, supports et logiciels adaptés à chacun (zoom, synthèse vocale, etc.).

3.4.4.4 Le numérique vecteur d'actions responsables

3.4.4.4.1 Économie de ressources

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. Voir par exemple, la mise en place en 2021 de la plateforme digitale EDF Reutilz (cf. section 3.2.4.3.2 « Optimiser 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.quilibres » et à l'application « EDF et moi », les clients d'EDF peuvent suivre leur consommation d'électricité sur leurs différents usages et cibler des économies d'énergie. Sur ces aspects du Numérique Responsable, voir la section 3.1.4.2.4 « La qualité de service un gage de confiance ».

3.4.4.4.3 Le numérique au service du développement des clients

Pour de nombreux exemples d'utilisation du Numérique dans l'accompagnement et le développement des clients, voir la section 3.1.4 « Développement d'usages sobres de l'électricité et services énergétiques innovants ».

3.4.4.4.4 Transparence et partage des données

Open data	Enfin, 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*.

3.5 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.

3.5.1 Politiques Groupe

3.5.1.1 Politique Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)

En 2021, une nouvelle politique Responsabilité Sociétale d'Entreprise du groupe EDF a été adoptée en COMEX en lieu et place de la précédente politique Développement durable.

Cohérence et subsidiarité	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, Sûreté 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 « Compositon 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 4.2.3.4 « Les missions et l'activité en 2021 du Comité RE du Conseil ».

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.

Activité 2021	En 2021, le CSRSE s'est réuni à deux reprises et a notamment traité de la transition juste, du devoir de vigilance, du renforcement de la politique solidarité, des plans d'adaptation au changement climatique ou de la Charte RSE de l'APE. Au gré des ordres du jour, les conclusions des séances sont rapportées en Conseil d'administration [3].

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 Développement Durable, 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 2021.

3.5.2.4 Direction du Développement Durable (DDD)

Elle 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 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 du développement durable [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 la Fondation groupe EDF et de l'Action Régionale.
(3) Via son Comité responsabilité d'entreprise.
(4) Voir 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 section 3.6 « Méthodologie ».

Animation du développement durable

La DDD anime le développement durable dans le Groupe : animation *corporate* des métiers et des filiales au sein du SDC (voir 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 section 3.4.1.1.1 « 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 3.1.3 « 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, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils.

Principes de l'Accord	L'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale, signé en 2018, définit 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	L'ensemble des salariés et sous-traitants du Groupe Monde sont couverts par les dispositions de cet accord et les filiales du Groupe le portent notamment en l'intégrant, dans une logique de progrès, dans leurs plans d'actions stratégiques.
Pré-bilan	Trois ans après l'entrée en vigueur de l'accord, un pré-bilan a été réalisé à partir d'une enquête menée auprès d'un échantillon significatif composé de sept filiales du Groupe et de cinq Directions de la maison mère. Les conclusions de ce pré-bilan ont mis en évidence un foisonnement des actions liées aux différents axes de l'accord, ainsi que la nécessité de donner un nouvel élan à une dynamique ralentie par la crise sanitaire. Les filiales, Directions métiers d'EDF ont aussi partagé le même constat.
Avenant de prolongation	Un avenant de prolongation de 2 ans de l'accord, soit jusqu'en juillet 2024, a été signé le 29 novembre 2021 par quinze organisations syndicales et les deux fédérations mondiales (IndustriALL et PSI). Ce temps supplémentaire doit permettre de parachever l'ancrage durable dans les pratiques et la stratégie de toutes les composantes du groupe EDF de ce socle de principes fondamentaux en matière de Responsabilité Sociale.
Instances de suivi	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. Chargés du suivi de la mise en œuvre de cet accord-cadre et, en 2021, il s'est investi sur le Devoir de Vigilance. Les deux fédérations syndicales mondiales, IndustriALL et PSI, ont organisé une formation à l'attention du CDRS le 24 novembre 2021.

3.5.3.1.2 Le Comité d'entreprise européen (CEE)

Le Comité d'entreprise européen a été marqué en 2021 par les effets du Brexit au Royaume-Uni. Ainsi l'instance, qui regroupe 37 représentants des salariés de la société mère et des filiales européennes (françaises, allemandes, britanniques, italiennes, belges et polonaises) a acté de la sortie de la délégation Britannique à compter du 1er janvier 2021.

Dans le cadre du projet de rénovation du dialogue social engagé au sein du Groupe en 2018 et de la révision annoncée de l'accord portant sur le Comité d'entreprise européen, il a été proposé en janvier 2021 de revoir le périmètre de compétence de l'instance.

Un accord de méthode définissant les modalités de la négociation collective a été signé de manière unanime avec le Directeur du Dialogue Social et les représentants au CEE, le 5 mai 2021. La négociation de révision de l'accord CEE s'est ouverte le 28 septembre avec trois ambitions : rénover et simplifier le fonctionnement de l'instance mise en place en 2001 (composition, compétences, moyens…), déterminer le sort du Royaume-Uni au sein de l'instance après le Brexit et intégrer les enseignements de la crise sanitaire. La négociation s'est achevée le 4 novembre 2021 et l'avenant n° 4 a été signé par la majorité des membres du Groupe de négociation le 25 novembre 2021.

En 2021, le CEE a été réuni à deux reprises, les séances ont porté sur l'actualité des filiales européennes, le bilan et les perspectives de l'emploi au sein du Groupe, la présentation annuelle des comptes consolidés du Groupe, l'organisation et la stratégie de la filière de démantèlement nucléaire, un échange avec le Président Jean-Bernard Lévy, un échange sur l'adossement des activités de Citelum, sur les filiales du Groupe en Europe et un point sur les travaux des GT du CEE.

Le Secrétariat du CEE a été réuni à quatre reprises en 2021 dont deux réunions extraordinaires portant en février sur la situation sanitaire, le projet Hercule, l'entrée en vigueur du Brexit et ses conséquences sur le fonctionnement du CEE et en mars sur la négociation de revision de l'accord CEE et l'accord de méthode proposé.

Au travers des cinq groupes de travail, 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 2021, la diffusion d'un guide de recommandations en cas de fermeture de site industriel.

3.5.3.2 Le dialogue social en France

Le dialogue social renforcé avec les représentants du personnel et syndicaux à tous les niveaux de l'entreprise (établissements, Directions, entreprise et Groupe) mis en place par EDF dans le cadre de la crise sanitaire, s'est poursuivi sur l'année 2021. Ce dialogue soutenu, basé sur la transparence et la confiance a permis d'une part de poursuivre les échanges sur la gestion de la crise sanitaire et la déclinaison des mesures prises par les pouvoirs publics au sein du Groupe et d'autre part de mener une transformation d'ampleur à travers des négociations collectives au sein des sociétés du Groupe sur le *manager* et travailler autrement, visant à rendre plus souples et adaptables les modes de fonctionnement sur la base des enseignements issus de la crise sanitaire.

Pour EDF, l'accord « relance » signé de manière unanime en 2020 a été prolongé avec l'ensemble des signataires sur l'année 2021 pour maintenir une protection des salariés et des mesures d'organisation et sociales adaptées au contexte de l'entreprise.

3.5.3.2.1 L'agenda social 2021

L'agenda social 2021, marqué par la crise sanitaire, a fait l'objet de plusieurs échanges avec les Délégués Syndicaux Centraux.

3 accords et 2 avenants conclus à l'unanimité	• les deux prolongations de l'accord collectif relatif à la protection des salariés et aux mesures sociales dans le cadre de la relance de l'activité à EDF ; • l'accord relatif à l'intéressement 2021 à EDF ; • l'accord de méthode portant sur la révision de l'accord du Comité d'entreprise européen d'EDF ; • l'accord relatif à l'égalité professionnelle entre les hommes et les femmes à EDF 2021-2025.
Autres accords collectifs ou avenants conclus à EDF SA	L'accord sur les contributions d'EDF aux PERCO et PEG Dans la continuité du projet « Dialogue Social 2020 » : • la révision de l'accord collectif relatif à la mise en place des CSE et des représentants de proximité au sein d'EDF ; • la révision de l'accord collectif relatif à la mise en place des délégués syndicaux et à l'exercice du droit syndical à EDF ; • l'avenant n° 4 de l'accord du Comité d'entreprise européen d'EDF ; • l'accord Travailler Autrement, Manager Autrement, après 14 seances de négociation.

La négociation sur les mesures salariales EDF a été ouverte le 2 décembre 2021.

Pilotage de la mise en œuvre des accords collectifs	La démarche de pilotage de la mise œuvre des accords collectifs prévue par la décision d'organisation de la DRH Groupe (1) afin d'évaluer les effets des accords en vigueur et d'améliorer leur efficience a donné lieu à un premier plan d'action élaboré conjointement avec les Directions métiers d'EDF et l'opérateur RH. Validé début 2021, il est en cours de déploiement.

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 le Directeur du Dialogue Social Groupe. On y échange sur des sujets de société ou d'évolution qui ne relèvent pas de la compétence des IRP ou sur des sujets émergents, des décisions, ou des orientations politiques.

Pour l'année 2021, cinq séances ont eté organisées (dont 2 en présentiel), 11 sujets ont été présentés dont les Résultats de l'enquête My EDF 2020, l'EDEC Nucléaire et l'Université du nucléaire, le nouvel e-Campus et le bilan des mesures salariales.

3.5.3.2.3 Les instances représentatives du personnel (IRP)

La cartographie des Instances de Représentation du Personnel compte en 2021, 48 Comités sociaux et économiques (CSE) d'Établissement et un Comité social et économique central (CSE Central) au sein d'EDF, ainsi qu'un Comité Groupe France (CGF).

3.5.3.2.4 Le Comité social et économique central (CSEC)

Le CSE Central, installé en décembre 2019, est composé de 25 représentants du personnel et de 4 Représentantes Syndicales.

15 séances plénières se sont tenues en 2021, portant sur les sujets d'actualités, la situation economique et financiere, la politique sociale d'entreprise, ainsi que des projets tels que la création d'un centre national Hydro Conduite, la création de la Direction de l'Innovation Groupe, la Stratégie du SI, le projet Contact au sein des établissements de la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, des projets immobiliers.

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, Cham, RTE, Citelum).

En 2021, le CGF s'est réuni à 4 reprises dont une séance extraordinaire. Pour 2021, les sujets suivants ont été traités : la mobilité au sein du Groupe, la situation de l'emploi, la situation économique et financière, les orientations stratégiques du Groupe, la cession de Dalkia Wastenergy, l'actualité des filiales en France.

3.5.3.3 Mesure du dialogue social

L'indicateur de dialogue social retenu à la maille du Groupe mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. L'engagement consiste, tout en tenant compte de certaines particularités rencontrées à l'international, à situer la performance sociale de cet indicateur au-delà de 87 % de salariés couverts au périmètre consolidé.

	Objectif annuel	2019	2020	2021
Taux de salariés couverts par une convention collective *(en %)*	87	-	87,2	87,5

(1) « Piloter la négociation collective à EDF ».

3.5.4 Leviers de transformation

3.5.4.1 Intégration des engagements dans le processus stratégique du Groupe et dans le criblage des projets

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.
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) et du Comité *Business Development International* (CBDI) font l'objet d'un avis de la Direction du Développement Durable élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe [2]. Lorsque nécessaire, la Direction du Développement Durable organise des *due diligences* spécifiques à ces enjeux.

3.5.4.2 Système de Management de l'Environnement (SME)

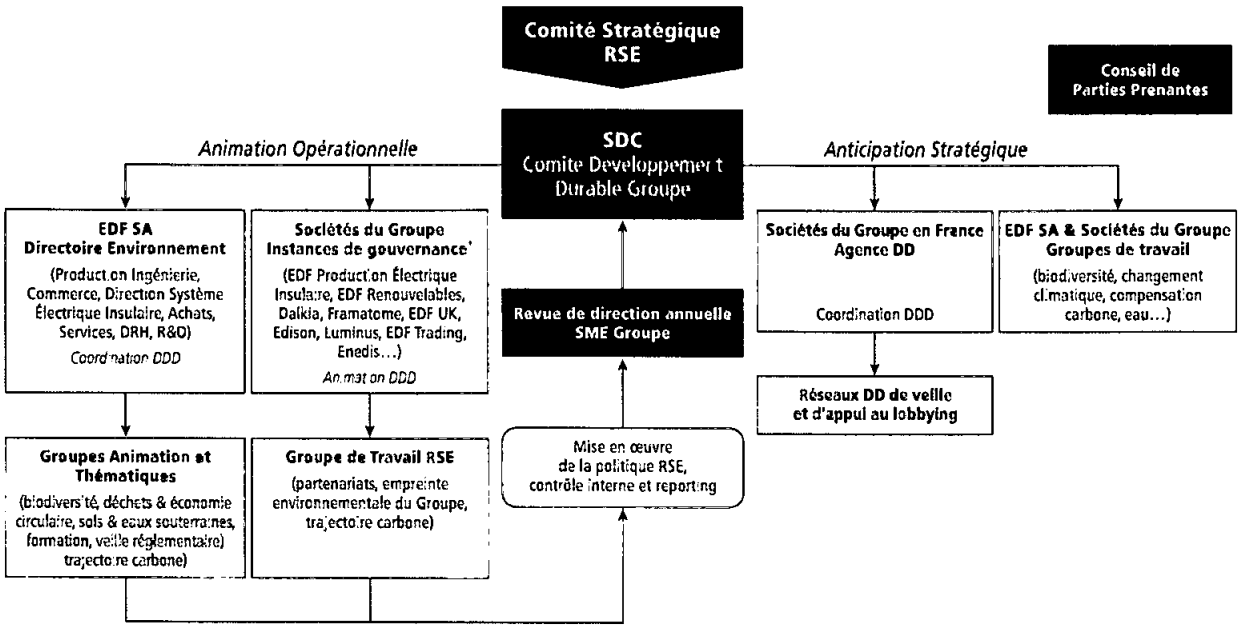
Afin de décliner les objectifs environnementaux et les actions associées issus de ses engagements et de sa politique RSE, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un système de *management* environnemental (SME). Ce système de *management* s'appuie 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 [3] 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* extra-financier obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la DDD les informations environnementales requises.

La DDD 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 dont 87 % par un SME certifié.

En 2021, les résultats des audits de certification menés par l'AFNOR mettent en évidence 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 insistent sur le renforcement des ambitions du Groupe, notamment quant aux enjeux liés au CO_2 et à la biodiversité, et constatent les progrès réalisés dans la maîtrise des impacts environnementaux dans les métiers.

(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) Voir les sujets extra-financiers à enjeu et matrice de matérialité, introduction du chapitre 3.
(3) 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 cadre 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 risque	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 • la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes • la gestion de la ressource en eau	Activités de production d'électricité (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)

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 2021, 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 « Gestion de crise et continuité d'activité »). L'incident industriel du site Seveso de Lubrizol en France (hors EDF) a fait l'objet d'une évolution du cadre réglementaire et a donné lieu à un retour d'expérience interne spécifique afin de dégager des pistes de progrès en matière d'aménagement et de protection des ouvrages de stockage.

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 : VE	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 (ASN, DREAL, etc.).

En 2021, le montant des pénalités prononcées à l'encontre d'EDF s'est élevé à 7 000 euros, pour des insuffisances au regard de la réglementation en vigueur en matière de surveillance et de contrôle, en application du Code de l'Environnement sur les sites de Bugey et Gravelines. Les actions correctives entreprises ont permis de solder ces deux situations.

(1) Il s'agit des sites de Bellefontaine B, Pointe Jarry, Port Est et Jarrie en France, Hole House au Royaume-Uni, Collalto, Celimo 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.

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. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées comme préoccupantes.

Substitution et élimination	Les produits de substitution répondent souvent à des écolabels par exemple pour les produits d'entretien (concerne nos filiales Citelum, Électricité de Strasbourg et les *data centers*). Suite aux études R&D, des substitutions sont mises en œuvre tels 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.
PCB et PCT [1]	EDF Hydro, Direction Immobilier, Enedis poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB [1] et PCT [2] de plus de 50 ppm en concentration. Ces plans d'actions, poursuivis en 2021, sont conformes aux prévisions. Pour le département « Laboratoire des Matériels Électriques » sur le site des Renardières, le sujet a été traité à 100 %. L'élimination totale est fixée à fin 2025 pour EDF SEI et Dalkia. 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 Développement Durable anime à cet effet un dispositif de veille anticipative qui mobilise et coordonne les experts du Groupe.

- **réseaux de veille** : ce dispositif s'appuie sur le travail de groupes thématiques appelés « réseaux de veille » : eau, déchets et sols, air, biodiversité, risques industriels, efficacité énergétique, précarité énergétique, santé, changement climatique, finance durable ;
- **agences développement durable** : les pilotes de chaque réseau se réunissent mensuellement en Agence du Développement Durable dont le rôle est de veiller à la transversalité des approches et de s'assurer de la prise en compte des enjeux du Groupe ;
- **transversalité** : le travail est mené en étroite collaboration avec la Direction Juridique, la Direction des Affaires Publiques et la Direction des Affaires Européennes ;
- **reconnaissance** : EDF a été considéré par le *think tank* « *InfluenceMap* » parmi les 17 entreprises soutenant le plus activement la réglementation alignée sur les Accords de Paris [3].

3.5.4.5 Processus de gestion des controverses

Le groupe EDF accorde une grande importance à l'identification, la prévention et l'atténuation 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. 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 :

- **prévention** : dans une logique anticipatrice et grâce aux outils de veille [4], 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 ;
- **engagement et réactivité** : 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 dirigeants

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 2021	Objectif cible 2021	Taux d'atteinte 2021
Intensité carbone	30 %	48 g/KWh	51 g/KWh	114 %

Deux critères sociaux

Le LTIR global et l'indice de *leadership* [5] représentant à eux deux jusqu'à 30 % (17,5 % + 12,5 %) de la part du bonus liée aux objectifs propres aux différentes structures du Groupe (Directions, sociétés).

(1) PCB : Polychlorobiphényles.
(2) PCT : Polychloroterphenyles.
(3) How companies really impact progress on climate, 2019, influencemap.org/climate-lobbying.
(4) Tels que tels que RepRisk.
(5) Voir sections 3.3.1.3.3 « Accidents du travail » et 3.3 « Bien-être et solidarités ».

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.

Enjeux clés RSE	Références complètes dans la DPEF	Exemple
Neutralité carbone et climat	Sections 3.1	Iddri
Préservation des ressources de la planète	Sections 3.2	LPO
Bien-être et solidarités	Sections 3.3	Ashoka
Développement responsable	Sections 3.4	UNCPIE

3.5.4.8 Communication responsable

EDF développe depuis plus de 20 ans une communication pédagogique, responsable et de proximité, construite autour de ses valeurs de service public et fondée sur l'authenticité et le respect. En janvier 2021, le groupe EDF se classe premier au palmarès des entreprises les plus crédibles en matière de communication, dans la catégorie utilities/énergie [1].

3.5.4.8.1 Une communication responsable autour des quatre enjeux de la raison d'être

Dans sa communication, le Groupe s'exprime en cohérence avec les quatre grands enjeux de Responsabilité Sociétale d'Entreprise, déclinés à partir de sa raison d'être.

Neutralité carbone et climat

Climathon « la COP »	Le Climathon Sprint est un hackathon du climat co-organisé par EDF [2] pendant la COP26 à destination d'étudiants issus de toutes formations. Pour cette première édition, plus de 60 participants, répartis en 12 équipes sur plusieurs fuseaux horaires (Royaume-Uni, Chine, France), se sont mobilisés pour produire en 2 jours un concept de régénération bas carbone pour West Burton A, la dernière centrale à charbon exploitée par EDF au Royaume-Uni dont la fermeture est prévue pour septembre 2022.

Préservation des ressources de la planète

Congrès mondial de l'UICN	Organisé tous les quatre ans, ce congrès influence les politiques internationales sur la biodiversité notamment par les motions votées à destination des gouvernements principalement. Au travers de différents temps forts, le Groupe a porté un message clair : climat et biodiversité constituent la même urgence, le même combat.

Bien-être et solidarités

L'industrie au féminin	EDF a lancé une campagne d'*Open innovation* intitulée « Co-développons l'industrie au féminin », afin de mieux faire connaître et mieux valoriser les métiers techniques auprès des publics féminins.

Développement responsable

Rencontres du Développement Durable	Le Groupe a été partenaire des « Rencontres du Développement Durable 2021 », organisées par l'Institut Open Diplomacy autour des villes de demain, du mix énergétique du futur, de l'industrie du futur et des investissements dans la finance responsable.

3.5.4.8.2 Une communication responsable visible du grand public

FAIRe	EDF est signataire du programme FAIRe (2018), mené par l'Union des marques. Ce programme permet aux entreprises de prendre le virage de la communication responsable et à l'Union des marques d'évaluer annuellement leurs performances dans ce domaine. En 2021, EDF obtient la note de 2,67/3, en légère hausse par rapport à 2020, au-delà de la moyenne générale des adhérents.
En tête du baromètre « Scan Écoresponsable »	En septembre 2021 le baromètre « Scan Écoresponsable », diligenté par Capital et le cabinet Advent, place EDF en tête du domaine transports et énergie qui réunit 80 entreprises françaises notées sur leur image au regard de 28 critères environnementaux et sociaux.
Luminus primé en Belgique	Le rapport développement durable de Luminus SA, publié depuis 2012, a reçu en janvier 2021 trois prix décernés par le jury du meilleur rapport développement durable belge dont le *Best Stakeholders Inclusiveness and Engagement*, toutes catégories d'entreprises confondues.

(1) Palmarès Epoka, 29 janvier 2021 : player.vimeo.com/video/502701862 ?title=0&byline=0&portrait=0.
(2) Avec Urbanomy, Artelia, Novazure, IDEALondon, UCL, Capital Enterprise.

3.6 Méthodologie

Les précisions méthodologiques de la DPEF 2021 sont accessibles en ligne sur le site edf.fr [1].

3.6.1 Principes

S'agissant des indicateurs environnementaux, sociaux et sociétaux, le périmètre couvert par le *reporting* est élaboré sur la base du périmètre de consolidation financière du Groupe [2]. 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* extra-financier 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 remontés dans le cadre du processus de *reporting* le sont 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 s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* extra-financier du Groupe en vigueur en 2021. 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 de données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

3.6.2 Périmètres 2021

En 2021, Izi Solutions Renov a intégré le périmètre des indicateurs sociaux.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales, sociétales ou environnementales au 31 12 2021	Périmètre Indicateurs environnementaux	Périmètre Indicateurs sociaux
Électricité de France, Enedis, EDF PEI, Électricité de Strasbourg, EDF Renouvelables, EDF ENR, Dalkia, Framatome, Cyclife, EDF UK, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense, MECO, China Holding	X	X
EDF Trading	X*	X
EDF Belgium	X	
Citelum, Cham, IZI solutions, Izi Solutions Renov, G2S		X

* *Uniquement la filiale EDF Trading North America et sa filiale EES – EDF Energy Services (USA).*

(1) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/rapports

(2) À noter que pour l'exercice 2021, et par exception à ce principe, les sociétés Sowee, E2M et Izi Varenne sont pas intégrées au périmètre des effectifs mentionnés en section 3.3.3.9 « Détail des effectifs », ainsi que dans les indicateurs sociaux associés. Le nombre total de l'effectif de ces trois sociétés est de 249.

3.7 Notation extra-financière

Les évaluations des principales agences de notation spécialisées et de gestionnaires de fonds éthiques indiquent la performance du Groupe en matière de RSE, dans son secteur de référence. Les évaluations et récompenses soulignent la reconnaissance externe de la performance développement durable du Groupe. En 2021, EDF a maintenu son excellent niveau auprès des agences de notations extra-financières.

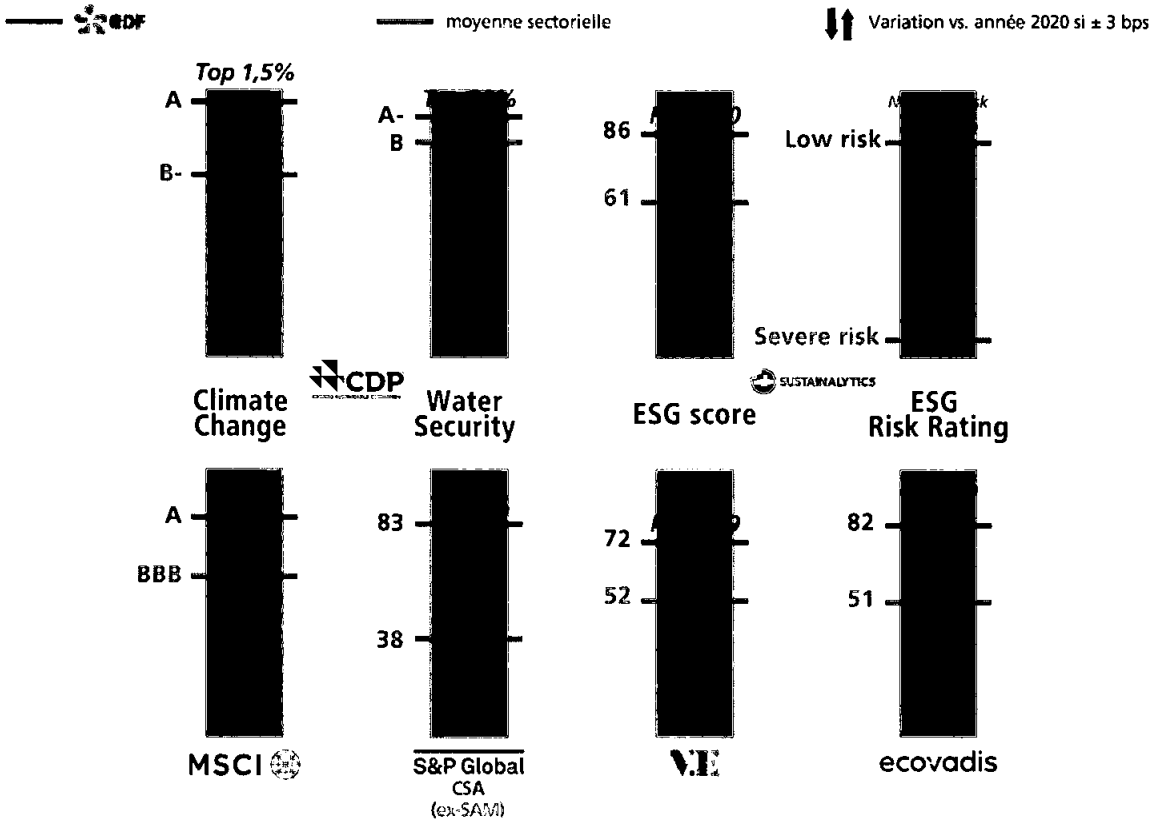
MAINTIEN DANS LES PRINCIPAUX INDICES NON-FINANCIERS

(liste non exhaustive)

MSCI
- Climate Change
- ESG Screened
- ESG Universal
- World Climate Change
- Climate Paris Aligned
- EU Low Carbon Leaders

EURONEXT
- CAC40 ESG
- Vigeo World 120
- Eurozone 120
- Vigeo France 20

Autres
- STOXX Global
- ESG Leaders
- FTSE4Good



PRINCIPALES COALITIONS INTERNATIONALES D'EDF

wbcsd · Business Ambition for 1.5°C · EV100 by The Climate Group · We Mean Business Coalition · act4nature international

3.8 Annexes et rapport de l'Organisme Tiers Indépendant

3.8.1 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 d'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).

Objectifs Développement Durable		Contribution prioritaire selon les critères du WBCSD pour le secteur des énergies utilities		Détail des engagements, politiques et actions menés par EDF (§ DPEF)	Contribution d'EDF à chacun des Objectifs
		Maximisation de l'impact positif	Minimisation de l'impact négatif		
	Egalité entre les hommes et les femmes	X		Egalité, diversité et inclusion § 3.3.3	
	Gestion durable de l'eau pour tous		X	Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Développement territorial responsable § 3.4.2 ; Maximisation des impacts positifs	
	Énergies propres et d'un coût abordable	X	X	Trajectoire carbone du Groupe § 3.1.1 , Solutions de compensation carbone § 3.1.2 , Adaptation au changement climatique § 3.1.3 , Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4 ; Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 , Déchets et économie circulaire § 3.2.4 ; Précarité énergétique et innovation sociale § 3.3.4 , Développement territorial responsable § 3.4.2	
	Travail décent et croissance durable	X		Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4 , Développement territorial responsable § 3.4.2	
	Infrastructures résilientes et innovation	X		Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Déchets et économie circulaire § 3.2.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2 , Développement des filières industrielles § 3.4.3	
	Villes et communautés durables	X		Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants § 3.1.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2	
	Consommation et production responsables		X	Biodiversité § 3.2.1 ; Gestion responsable du foncier § 3.2.2 , Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Déchets et économie circulaire § 3.2.4 , Sûreté, santé et sécurité de tous § 3.3.1 , Ethique, conformité et droits humains § 3.3.2 , Dialogue et concertation avec les parties prenantes § 3.4.1 , Développement territorial responsable § 3.4.2 , Numérique responsable § 3.4.4 ; Intégrer la maximisation des impacts positifs	
	Lutte contre les changements climatiques	X	X	Trajectoire carbone du Groupe § 3.1.1 , Solutions de compensation carbone § 3.1.2 ; Adaptation au changement climatique § 3.1.3 , Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4 , Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 , Numérique responsable § 3.4.4	
	Vie terrestre		X	Biodiversité § 3.2.1 ; Gestion responsable du foncier § 3.2.1 , Déchets et économie circulaire § 3.2.4 ; Intégrer la maximisation des impacts positifs	

(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.

Le tableau suivant évalue la contribution du groupe EDF sur les autres Objectifs de Développement Durable de l'ONU :

Objectifs Développement Durable	Contribution d'EDF à chacun des Objectifs	Détail des engagements, politiques et actions menés par EDF (§ DPEF)
Éradication de la pauvreté	[redacted]	Égalité, diversité et inclusion § 3.3.3 ; Précarité énergétique et innovation sociale § 3.3.4
Sécurité alimentaire et agriculture durable	[redacted]	Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3
Santé et bien-être	[redacted]	Sûreté, santé et sécurité de tous § 3.3.1
Éducation de qualité	[redacted]	Biodiversité § 3.2.1 ; Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 Développement des filières industrielles § 3.4.3
Réduction des inégalités	[redacted]	Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Développement territorial responsable § 3.4.2
Vie aquatique marine	[redacted]	Biodiversité § 3.2.1 , Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3
Paix, justice et institutions efficaces	[redacted]	Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Dialogue et concertation avec les parties prenantes § 3.4.1
Partenariats pour la réalisation des objectifs	[redacted]	Développement territorial responsable § 3.4.2

3.8.2 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]

Créé 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. En 2021, 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.

(1) globalcompact-france.org
(2) globalreporting.org
(3) sasb.org
(4) sasb.org/standard-setting-process/standards-advisory-group/#1
(5) sasb.org/standard-setting-process/active-projects/standards-internationalization-advancement

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 2021 d'EDF couvre la plupart des sujets de *reporting* exigés par SASB pour le secteur *Electric Utilities & Power generators* :

	Sections de la DPEF
Greenhouse Gas Emission & Energy Resources Planning	Section 3.1.1
Air Quality	Section 3.3.1.5
Water Management	Section 3.2.3
Coal Ash Management	Section 3.2.4.4.2
Energy Affordability	Section 3.1.4.2.4
End use efficiency and Demand	Section 3.1.4.3
Nuclear Safety and Emergency management	Section 3.3.1.1
Grid Resiliency	Section 3.1.4.2.1

3.8.3 Précisions sur la taxonomie

3.8.3.1 Contexte de la réglementation

La Commission européenne a adopté le 4 juin 2021, en application du règlement 2020/852 du 18 juin 2020 (dit « règlement Taxonomie »), l'acte délégué visant à déterminer les conditions dans lesquelles des activités économiques peuvent être considérées comme contribuant substantiellement aux objectifs climatiques. Le 6 juillet 2021, l'acte délégué dit « article 8 » relatif au contenu et la présentation des informations à communiquer a à son tour été adopté.

Dans la perspective de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, cette réglementation a pour objectif de déterminer les activités économiques considérées comme durables sur le plan environnemental afin d'orienter les flux de capitaux vers celles-ci, selon des critères transparents.

Conformément au règlement Taxonomie et selon les modalités définies par l'acte délégué « article 8 », sont publiés ci-dessous trois indicateurs basés sur les comptes consolidés du Groupe : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement (« CAPEX ») et des dépenses opérationnelles (« OPEX »), associée à des activités économiques considérées, d'une part, comme éligibles et, d'autre part, comme alignées avec les critères techniques de la taxonomie, notions détaillées à la section 3.8.3.2 ci-dessous.

Pour la première année d'application de ces dispositions, les entreprises non financières doivent publier uniquement :

- la part de leurs activités éligibles et non éligibles à la taxonomie pour les trois indicateurs susmentionnés, sans publier les informations relatives à l'alignement ;
- les indicateurs relatifs aux données de l'exercice 2021 sans information comparative.

Le groupe EDF s'est organisé pour être en mesure de communiquer au 31 décembre 2021 des informations allant au-delà des obligations requises par le texte, c'est-à-dire de communiquer les parts éligibles et alignées de ses activités pour les 3 indicateurs.

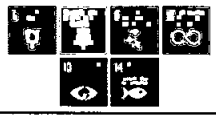
Par ailleurs, les textes applicables au 1er janvier 2022 ne couvrent pas la production d'électricité d'origine nucléaire, activité prépondérante du Groupe. Ils ne couvrent pas non plus les activités liées au gaz. Un acte délégué spécifique au nucléaire et au gaz a été adopté le 2 février 2022 et doit encore faire l'objet d'une procédure d'examen de la part du Parlement européen et du Conseil de l'UE, avant son adoption définitive et sa publication au Journal officiel de l'UE, laquelle pourrait intervenir à l'été 2022.

Le Groupe a réalisé une analyse préliminaire de ce texte et présente ci-dessous ses premières conclusions au regard de l'éligibilité (voir section 3.8.3.3.3). Ce texte n'étant pas en vigueur au 1er janvier 2022, dans les indicateurs présentés ci-après, les activités nucléaires, ainsi que gaz, sont présentées dans la catégorie « non éligibles au regard des textes en vigueur » et font l'objet d'une information complémentaire intégrant les effets attendus de ce nouveau texte (voir section 3.8.3.4).

En raison du caractère parfois insuffisamment précis du cadre réglementaire européen relatif au classement des activités et à la définition des indicateurs, le Groupe a été conduit à retenir des hypothèses et des méthodes qui font l'objet d'une description dans ce document dès lors qu'elles sont matérielles.

3.8.3.2 Définition de l'éligibilité et de l'alignement

Le règlement Taxonomie crée un cadre et des principes pour évaluer la contribution des activités économiques à l'égard des six objectifs environnementaux suivants :

Atténuation du changement climatique	Adaptation au changement climatique	Utilisation durable de la ressource en eau	Transition vers une économie circulaire	Prévention et réduction de la pollution	Protection et restauration de la biodiversité
					

Conformément à l'acte délégué adopté le 4 juin 2021, une activité est dite **éligible** si elle est incluse dans la liste des activités figurant aux annexes I et II.

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) ;
- 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) ;
- 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. C'est le cas des activités nucléaires et gaz dans l'acte délégué adopté le 2 février et soumis au Parlement européen et au Conseil de l'UE.

Une activité éligible sera considérée comme **alignée** si, en plus, elle respecte le ou les critère(s) technique(s) de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux (par exemple en lien avec des seuils d'émission), si elle remplit les critère(s) 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, enfin, si elle respecte les garanties minimales relatives aux droits de l'homme, aux droits fondamentaux du travail.

3.8.3.3 Analyse des activités du groupe EDF au regard de leur éligibilité et de leur alignement

3.8.3.3.1 Analyse des activités au regard de leur éligibilité selon la réglementation en vigueur au 31 décembre 2021

3.8.3.3.1.1 Principales activités du groupe EDF éligibles à la taxonomie

En application de la définition précédente, les activités suivantes contribuent substantiellement à l'atténuation du changement climatique :

- distribution d'électricité (codes NACE D35.12 et D35.13) : construction et exploitation de réseaux de distribution et de transport d'électricité interconnectés (4.9 [1]);
- production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique (codes NACE D35.11 et F42.22) qui regroupent :
  - › la production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque (4.1 [1]),
  - › la production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime (4.3 [1]),
  - › le stockage de l'électricité (4.10 [1]),
  - › l'installation, la maintenance et la réparation de technologies liées aux énergies renouvelables (7.6 [1]),
- production d'électricité à partir de centrales hydroélectriques (codes NACE D35.11 et F42.22) : construction et exploitation d'installations de production d'électricité au moyen de centrales hydroélectrique (centrales à réservoir, centrales au fil de l'eau et stations de transfert d'énergie par pompage – 4.5 ; 4.10 [1]) ;
- réseaux de chaleur et de froid, cogénération de chaleur, de froid et d'électricité par bioénergie (4.15 ; 4.20 [1])
- 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 [1]), les services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments (9.3 [1]),
  - › les dépenses de Recherche, développement et innovation visant à réduire, éviter les émissions (9.1 [1]).

3.8.3.3.1.2 Activités du Groupe non explicitement mentionnées dans l'acte délégué

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 listées dans l'annexe I de l'acte délégué 2021/2139 du 4 Juin 2021. Les activités suivantes ont été considérées comme éligibles :

- **vente d'électricité issue d'Obligations d'Achats** : ce dispositif législatif et réglementaire oblige EDF à acheter l'électricité produite par certaines filières de production d'origine 100 % renouvelable et à la revendre aux clients au même titre que la production propre d'EDF. En tant que producteur ayant le contrôle sur cette électricité vendue, le Groupe constate des ventes éligibles ;
- **vente d'électricité d'origine renouvelable dans les contrats long terme** (PPA ou *Power Purchase Agreement*) lorsque le groupe EDF est producteur de l'électricité renouvelable et la vend à des tiers.

***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.

3.8.3.3.1.3 Les 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 et ne sont pas couvertes par les annexes I et II de l'acte délégué :

- commercialisation d'électricité non produite par EDF ou dont la source de production n'est pas éligible ;
- production d'énergie à partir d'installation gazière et commercialisation de gaz ;
- optimisation et *trading* ;
- production d'électricité d'origine nucléaire et services nucléaires ;
- autres services.

Pour cette première année de mise en œuvre, le Groupe a exclu de l'analyse les activités de certaines entités non significatives au regard des indicateurs à la maille du Groupe, le taux de couverture est ainsi supérieur à 97 % pour le chiffre d'affaires comme pour les CAPEX. Les activités d'entités n'ayant pas fait l'objet d'analyses détaillées sont présentées en indicateur « non éligibles ».

3.8.3.3.2 Analyse de l'alignement selon la réglementation en vigueur au 31 décembre 2021 : Description de la méthode retenue sur les critères de contribution substantielle, les DNSH et les garanties minimales

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.

Par exemple les réseaux de chaleur ou de froid éligibles 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 ont été considérés comme alignés. Seule une infime fraction des activités 4.5 « production hydroélectrique » ne respecte pas les critères techniques de contribution substantielle.

(1) Fait référence aux catégories listées dans l'annexe I de l'acte délégué 2021/2139 du 4 juin 2021.

Dans le cadre de l'analyse **des critères techniques et DNSH**, EDF s'appuie sur son **système de *management* environnemental (SME)**, sa politique de développement durable 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 Développement Durable Groupe.

Le SME du Groupe couvre les objectifs environnementaux visés par la Taxonomie comme décrit dans les paragraphes ci-dessous.

- Le Groupe veille à **l'adaptation de ses installations au changement climatique**. Il s'est doté d'un plan aléas climatiques dès 2004, puis d'une stratégie d'adaptation au changement climatique en 2010.

  Ce document pose le fondement des engagements du Groupe en matière d'adaptation et identifie les actions à mettre en place dans tous les métiers : 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.

  Toutes les entités du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques dans l'élaboration de leur cartographie des risques, qu'ils s'agissent des risques physiques ou des risques dits de transition. Les entités les plus exposées aux risques physiques disposent de plans d'adaptation au changement climatique qui doivent être mis à jour au minimum tous les 5 ans.

  En juin 2021, le Comex a validé un nouveau plan d'adaptation qui sera déployé dans les entités concernées.

- En tant que gestionnaire 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. Ainsi, chaque site produisant de l'énergie prévoit, évalue et rend compte de la soutenabilité de son usage de l'eau. 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 et dépendante des 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.

  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 prévient et optimise la production de déchets conventionnels en favorisant le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de sa chaîne de valeur. Un « plan déchets » adapté est mis en place pour tout nouveau chantier afin d'éviter la production de déchets conventionnels et favoriser leur recyclage et leur valorisation.

  Le Groupe assume 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 comme extrêmement préoccupantes.

  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 renouvelé en 2020 son engagement en faveur de la biodiversité au moyen de deux dispositifs volontaires soutenus par l'État : « Entreprises engagées pour la biodiversité – act4nature France », sous l'égide de l'Office français de la biodiversité et « Act4nature ».

  Les critères DNSH ont été analysés pour chaque activité. Par exemple, les vérifications suivantes ont été conduites pour évaluer l'alignement de l'activité de distribution d'électricité :

  - confirmation du respect du critère technique d'interconnexion au réseau Européen ou de nouveaux raccordements portant à plus de 67 % sur des installations émettant moins de 100 g CO_2e/KWh ;
  - confirmation de la résilience des installations pour valider le critère de non-nuisance à l'adaptation au changement climatique ;
  - vérification de l'existence d'un plan de gestion des déchets pour valider le critère de non-nuisance à la transition vers l'économie circulaire ;
  - confirmation du respect des directives internationales IFC et des réglementations en matière de pollution électromagnétique pour valider le critère de non-nuisance à la prévention des pollutions ;
  - vérification de l'existence d'études et de mesures attestant le respect du critère de non-nuisance sur la préservation de la biodiversité.

- Le respect du critère **des garanties minimales** par le Groupe, repose sur la mise en œuvre des engagements en matière de droits humains et sur le déploiement du référentiel « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF »[1]. Cette 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'auprès 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.

Ce référentiel public s'applique à EDF et les 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.

Suite à l'analyse des critères techniques, DNSH et des garanties minimales, les activités du Groupe qualifiées d'éligibles sont également, pour leur quasi-totalité, qualifiées d'alignées.

(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.

3.8.3.3.3 Analyse des activités au regard de leur éligibilité selon l'acte délégué complémentaire du 2 février 2022

L'acte délégué complémentaire visant les activités nucléaires et gaz a été adopté le 2 février 2022 par la Commission européenne. Sous réserve de la procédure devant le Parlement et le Conseil, il entrera en vigueur à partir de 2023.

Au vu de leur caractère significatif pour le Groupe, une analyse préliminaire a été menée afin de déterminer les impacts attendus de ce nouveau texte sur les indicateurs d'éligibilité de la Taxonomie (voir section 3.8.3.4). Les données présentées sont susceptibles d'évoluer si les analyses, positions de place et interprétations finalement retenues diffèrent des conclusions provisoires du Groupe.

3.8.3.3.3.1 Activités nucléaires

L'acte délégué complémentaire définit trois activités nucléaires **éligibles**. Elles concernent uniquement les activités menées dans les pays de l'Union européenne (exclusion du Royaume-Uni) et les pays ayant choisi de faire de l'énergie nucléaire, une énergie d'avenir (exclusion de la Belgique) :

- activités de R&D, démonstration et déploiement de réacteurs innovants qui produisent de l'énergie à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets du cycle du combustible (4.26 [1]). Les activités liées aux projets SMR et EPR2, sont à ce stade placées sous la rubrique 9.1 de l'acte délégué du 4 juin 2021 mais pourraient également être considérés éligibles au titre de cette rubrique 4.26. Elles représentent 1% des CAPEX totaux ;
- 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 la centrale en construction de Flamanville 3 (4.27 [1]) ;
- projets autorisés au plus tard en 2040 par les autorités compétentes visant à étendre la durée de fonctionnement des réacteurs existants (4.28 [1]). Cette dernière activité 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 MWe) ou à recevoir d'ici 2040 (paliers 1 300 MWe et 1 450 MWe) et aux prescriptions techniques qui permettent de poursuivre l'exploitation du parc nucléaire français au-delà des 40 ans. L'ensemble du parc nucléaire en exploitation est considéré comme éligible dans les indicateurs pro-forma communiqués ci-après.

Concernant l'**alignement** de ces activités nucléaires à la Taxonomie, la portée des critères techniques, est en cours d'examen.

3.8.3.3.3.2 Activités gazières

Dans ce texte sont également intégrées 3 activités au titre du **gaz** en tant qu'activité de transition :

- la production d'électricité à partir de combustibles gazeux fossiles (4.29[1]) ;
- la coproduction à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles gazeux fossiles (4.30 [1]) ;
- la production de chaleur et de froid à partir de combustibles gazeux fossiles dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbains (4.31 [1]).

A date, en raison des critères applicables à leur classement en activité de transition notamment en termes de niveau d'émissions maximales (g CO_2/kWh), l'ensemble des activités gaz du Groupe resterait non éligible dans la Taxonomie.

3.8.3.4 Indicateurs de la Taxonomie

L'acte délégué 2021-4987 sur la Taxonomie définit les indicateurs à présenter.

Les définitions ne présentent pas nécessairement le niveau de précision suffisant. Les principales interprétations et conventions issues de notre analyse de l'acte délégué pour chaque indicateur sont détaillées dans les paragraphes suivants (3.8.3.4.1, 3.8.4.3.2, 3.8.4.3.3).

Synthèse de la répartition des activités au regard de l'acte délégué Taxonomie applicable au 31 décembre 2021 :

Activités économiques/Données 2021	Part des CAPEX	Part du CA	Part des OPEX
Activités éligibles et alignées	40 %	32 %	27 %
Activités éligibles mais non alignées	3 %	1 %	-
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire (UE et hors UE)	48 %	28 %	41 %
Autres activités non éligibles (dont gaz)	9 %	39 %	32 %

Synthèse de la répartition des activités au regard de leur éligibilité en intégrant l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz :

Les indicateurs de Taxonomie présentés ci-dessous sont des indicateurs *pro forma* qui intègrent les effets attendus de l'acte délégué complémentaire relatif aux activités nucléaires et gaz, si celui-ci était adopté en l'état par le Parlement européen et sur la base des analyses conduites à ce jour par le Groupe :

Activités économiques/Données 2021	Part des CAPEX	Part du CA	Part des OPEX
Activités éligibles (dont nucléaire)	66 %	56 %	66 %
Activités non éligibles (dont nucléaire hors UE et gaz)	34 %	44 %	34 %

3.8.3.4.1 Analyse de l'indicateur d'investissement « CAPEX »

Définition de l'indicateur et mode de calcul (numérateur/dénominateur)

Le ratio « CAPEX » visé à l'article 8 paragraphe 2 point b) du réglement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au dénominateur** : l'ensemble des investissements dits « CAPEX » 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) ;
- **au numérateur** : les dépenses d'investissement **en lien avec** :
  - › une activité éligible : CAPEX liés à des actifs ou des processus associés à des activités éligibles (ou alignées) à la Taxonomie,
  - › un plan CAPEX dont l'objectif est de créer ou de transformer une activité qui sera éligible ou alignée à la Taxonomie,
  - › des investissements individuellement éligibles qui ne sont pas rattachés à une activité principale (non significatif pour le Groupe).

(1) Fait référence aux codes d'activité listés dans l'acte délégué complémentaire du 2 février 2022.

Le tableau suivant fournit une réconciliation entre les investissements nets présentés dans l'Examen de la situation financière et du résultat 2021 (voir note 5.1.4) et les CAPEX- Taxonomie :

(en millions d'euros)	2021
Investissements nets	**15 725**
Déduction des éléments exclus de la définition de la Taxonomie	(2 024)
Variation des dettes sur acquisition d'immobilisations	(143)
Subventions d'investissement	(536)
Autres dont effets des sorties de périmètre	(1 345)
Eléments à inclure dans les CAPEX- selon la définition de la Taxonomie	1 011
Dont augmentation des droits d'utilisation (location)	789
Effet des entrées de périmètre	222
$CAPEX_T$	**18 760**

Modalités de calcul - points spécifiques

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. Il est à noter que l'analyse de l'éligibilité suit par analogie une méthodologie identique.

Répartition des $CAPEX_T$ par activité selon la Taxonomie

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 (sans tenir compte de l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz) :

Activités économiques	CAPEX *(en millions d'euros)*	Ratio de CAPEX
A.1 Activités alignées		
Distribution d'électricité [1]	4 636	25 %
Énergies renouvelables [2]	2 007	11 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [3]	296	1 %
Autres [4]	532	3 %
Total des activités alignées	**7 471**	**40 %**
A.2. Activités éligibles-non alignées		
Acquisition et propriété de bâtiments et autres	482	3 %
Total des activités éligibles-non alignées	**482**	**3 %**
Total des activités éligibles	**7 953**	**43 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	9 078	48 %
Autres activités non éligibles	1 729	9 %
Total des activités non éligibles	**10 807**	**57 %**
TOTAL DES $CAPEX_T$	**18 760**	

(1) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(2) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(3) Cette activité correspond à l'activité 4.5 Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(4) Les autres activités incluent les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie ainsi que les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 et de l'acte délégué complémentaire (données *pro-forma*) :

Activités économiques	CAPEX *(en millions d'euros)*	Ratio de CAPEX
A.1 Activités éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire [1]	4 386	23 %
Distribution d'électricité [2]	4 636	25 %
Énergies renouvelables [3]	2 007	11 %
Acquisition et propriété de bâtiments	462	2 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [4]	301	2 %
Autres	547	3 %
Total des activités éligibles	**12 339**	**66 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	4 692	25 %
Autres activités non éligibles (y compris gaz)	1 729	9 %
Total des activités non éligibles	**6 421**	**34 %**
TOTAL DES CAPEX$_T$	**18 760**	

(1) Cette activité correspond aux activités 4.26. Étapes précommerciales des technologies de pointe avec un minimum de déchets du cycle du combustible, 4.27. Construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires, pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, en utilisant les meilleures technologies disponibles, 4.28 Génération d'électricité à partir d'énergie nucléaire depuis les installations existantes, telles que décrites dans l'acte délégué complémentaire sur les activités nucléaires et gaz.

(2) Cette activité correspond à l'activite 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(3) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(4) Cette activité correspond à l'activité 4.5. Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(5) Ces autres activités incluent les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie ainsi que les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

3.8.3.4.2 Analyse du l'indicateur « chiffre d'affaires »

Définition de l'indicateur et mode de calcul (numérateur/dénominateur)

Le ratio du chiffre d'affaires visé à l'article 8, paragraphe 2, point 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 à la Taxonomie (numérateur), divisée par le chiffre d'affaires net (dénominateur).

Le « chiffre d'affaires » correspond au montant total du chiffre d'affaires hors Groupe selon IAS 1, c'est-à-dire le chiffre d'affaires issu des contrats IFRS 15 et des loyers perçus relatifs à IFRS 16.

Pour le Groupe, cette définition correspond au montant du chiffre d'affaires présenté dans les comptes consolidés, exclusion faite du chiffre d'affaires *trading* (voir la note 5.1.2 des comptes consolidés figurant à la section 6.1).

Modalités de calcul - Points spécifiques

En France, le groupe EDF gère sa production de manière intégrée en fonction de ses moyens de production et de l'équilibre amont-aval. En conséquence le chiffre d'affaires comptabilisé a fait l'objet d'une répartition sur la base des volumes produits par les différentes filières de production, qui s'appuie sur le bilan électrique publié (voir section 5.1.4.1.2.1).

Répartition du chiffre d'affaires$_T$ par activité selon la Taxonomie

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 (sans tenir compte de l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz) :

Activités économiques	Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	Ratio de chiffre d'affaires
A.1 Activités alignées		
Distribution d'électricité [1]	16 192	19 %
Énergies renouvelables [2]	5 390	6 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [3]	2 664	3 %
Réseaux de chaleur et de froid, Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie [4]	1 759	2 %
Service d'efficacité et de performance énergétique [5] et autres	1 062	2 %
Total des activités alignées	**27 067**	**32 %**
A.2. Activités éligibles-non alignées		
Réseaux de chaleur et de froid, Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	174	0 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	81	0 %
Total des activités éligibles-non alignées	**255**	**1 %**
Total des activités éligibles	**27 322**	**33 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	23 813	28 %
Autres activités non éligibles	33 326	39 %
Total des activités non éligibles	**57 139**	**67 %**
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES$_T$	**84 461**	

(1) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(2) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(3) Cette activité correspond à l'activité 4.5. Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(4) Cette activité inclut les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(5) Cette activité inclut les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 et de l'acte délégué complémentaire (données *pro forma*) :

Activités économiques	Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	Ratio de chiffre d'affaires
A.1 Activités éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire [1]	19 955	24 %
Distribution d'électricité [2]	16 192	19 %
Énergies renouvelables [3]	5 390	6 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [4]	2 745	3 %
Réseaux de chaleur et de froid, Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie [5]	1 933	2 %
Service d'efficacité et de performance énergétique [6]	709	1 %
Autres	353	1 %
Total des activités éligibles	**47 277**	**56 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	3 858	5 %
Autres activités non éligibles (y compris gaz)	33 326	39 %
Total des activités non éligibles	**37 184**	**44 %**
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES$_T$	**84 461**	

(1) Cette activité correspond aux activités 4.26. Étapes précommerciales des technologies de pointe avec un minimum de déchets du cycle du combustible, 4.27. Construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires, pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, en utilisant les meilleures technologies disponibles, 4.28 Génération d'électricité à partir d'énergie nucléaire depuis les installations existantes, telles que décrites dans l'acte délégué complémentaire sur les activités nucléaires et gaz.

(2) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(3) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(4) Cette activité correspond à l'activité 4.5. Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

(5) Cette activité inclut les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20 Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

(6) Cette activité inclut les activités 9.3 Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.

3.8.3.4.3 Analyse de l'indicateur « OPEX »

Définition de l'indicateur et mode de calcul (numérateur/dénominateur)

Le ratio « OPEX» visé à l'article 8 paragraphe 2 point b) du règlement (EU) 2020/852 est calculé en divisant le numérateur par le dénominateur.

Le dénominateur couvre selon les dispositions du texte les coûts directs non capitalisés liés à la recherche et au développement, aux mesures de rénovation des bâtiments, aux locations à court terme (non comptabilisée 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.

Le numérateur est égal à la partie des dépenses opérationnelles incluses dans le dénominateur qui :

- est en lien à une activité déjà éligible : OPEX lié à des actifs ou des processus associés à des activités alignées à la Taxonomie ;
- fait partie d'un plan d'OPEX dont l'objectif est de créer/étendre une activité alignée à la Taxonomie ;
- sont des OPEX$_T$ individuellement éligibles, les achats de biens ou services liés à des activités alignées à la Taxonomie qui ne font pas partie de l'activité principale de la Société ni de mesures individuelles visant à rendre alignées des activités cibles.

L'ensemble des OPEX relevant de la Taxonomie est inclus dans les rubriques « Autres consommations externes » et « Charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée) du compte de résultat du Groupe exception faite des dépenses liées aux reprises de soudures de la centrale en construction de Flamanville 3 (voir la note 7 des comptes consolidés figurant dans la section 6.1). Dans ces rubriques, seules les natures de charges précisées ci-dessus ont été prises en compte pour l'analyse, en s'appuyant sur la comptabilité générale ou la comptabilité analytique lorsque nécessaire.

Modalités de calcul - Points spécifiques

Au titre des « Autres dépenses relatives à l'entretien quotidien des immobilisations corporelles », le Groupe a inclus dans les OPEX de la Taxonomie les charges de personnel et achats en lien avec la maintenance et l'entretien des actifs de production. Sont donc exclues les dépenses d'exploitation liées à la production proprement dite.

A contrario, dans le calcul de l'indicateur pro forma tenant compte des effets de l'acte délégué complémentaire, les OPEX liés aux opérations de conduite dans l'activité nucléaire correspondent à des dépenses de surveillance d'installation et sont à ce titre incluses dans les OPEX de la Taxonomie en tant que dépenses de maintenance des actifs de production.

Les dépenses relatives aux fonctions supports directement liées à la maintenance et l'entretien ont été 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 ont été exclues du calcul des dépenses d'exploitation.

Répartition des $OPEX_T$ par activité selon le règlement Taxonomie

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 (sans tenir compte de l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz) :

Activités économiques	OPEX *(en millions d'euros)*	Ratio d'OPEX
A.1 Activités alignées		
Distribution d'électricité [1]	960	11 %
Réseaux de chaleur, de froid [2] et service d'efficacité et de performance énergétique [3]	413	5 %
Énergies renouvelables [4]	411	4 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [5]	345	4 %
Autres [6]	282	3 %
Total des activités alignées	**2 411**	**27 %**
A.2. Activités éligibles-non alignées		
Réseaux de chaleur et de froid, cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	41	0 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	24	0 %
Total des activités éligibles-non alignées	**65**	**0 %**
Total des activités éligibles	**2 476**	**27 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	3 737	41 %
Autres activités non éligibles	2 873	32 %
Total des activités non éligibles	**6 610**	**73 %**
TOTAL DES $OPEX_T$	**9 086**	

(1) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.
(2) Cette activité inclut les activités 4.15. Reseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(3) Cette activité inclut les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégues.
(4) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(5) Cette activité correspond à l'activité 4.5. Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.
(6) Correspond principalement à l'activité 9.1 Recherche, développement et innovation telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

Au regard des textes en vigueur au 31 décembre 2021 et de l'acte délégué complémentaire (données *pro forma*) :

Activités économiques	OPEX *(en millions d'euros)*	Ratio d'OPEX
A.1 Activités éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire [1]	3 533	39 %
Distribution d'électricité [2]	960	11 %
Énergies renouvelables [3]	411	4 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique [4]	369	4 %
Réseaux de chaleur, de froid [5] et Service d'efficacité et de performance énergétique [6]	454	5 %
Autres [7]	282	3 %
Total des activités éligibles	**6 009**	**66 %**
B. Activités non éligibles		
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire	204	2 %
Autres activités non éligibles (y compris gaz)	2 873	32 %
Total des activités non éligibles	**3 077**	**34 %**
TOTAL DES $OPEX_T$	**9 086**	

(1) Cette activité correspond aux activités 4.26. Étapes précommerciales des technologies de pointe avec un minimum de déchets du cycle du combustible, 4.27. Construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires, pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, en utilisant les meilleures technologies disponibles, 4.28 Génération d'électricité à partir d'énergie nucléaire depuis les installations existantes, telles que décrites dans l'acte délégué complémentaire sur les activités nucléaires et gaz.
(2) Cette activité correspond à l'activité 4.9. Transport et distribution d'électricité telle que décrite dans les annexes aux actes délégués
(3) Cette activité inclut les activités 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime, 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque et 4.10. Stockage de l'électricité telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(4) Cette activité correspond à l'activité 4.5. Production d'électricité par une centrale hydroélectrique telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.
(5) Cette activité inclut les activités 4.15. Réseaux de chaleur/de froid et 4.20. Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(6) Cette activité inclut les activités 9.3. Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments et 7.3. Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique telles que décrites dans les annexes aux actes délégués.
(7) Correspond principalement à l'activité 9.1 Recherche, développement et innovation telle que décrite dans les annexes aux actes délégués.

3.8.4 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière

Exercice clos le 31 décembre 2021

À l'Assemblée Générale des actionnaires,

En notre qualité de commissaire aux comptes de votre société EDF SA (ci-après la « Société ») désigné organisme tiers indépendant (« tierce partie »), accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1048 (Accréditation Cofrac Inspection, n° 3-1048, 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 la Société (ci-après le « Référentiel »), pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (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.

Il nous appartient également d'exprimer, à la demande de la Société et en dehors du champ d'accréditation, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que certaines informations, sélectionnées par la Société et présentées dans la Déclaration ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Conclusion d'assurance modérée sur la déclaration consolidée de performance extra-financière conformément à l'article L.225-102-1 du Code de commerce

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 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.

Conclusion d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations incluses dans la Déclaration

À notre avis, les informations suivantes sélectionnées par la Société et identifiées par le signe ✓ au sein de la Déclaration sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément au Référentiel :

– Effectif total au 31 décembre 2021, réparti par genre et par âge ;

– Émissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF ;

– Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur ;

– Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc.

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 disponibles sur le site internet de la Société.

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 la Société

Il appartient au Conseil d'administration :

- de sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations ;
- d'établir 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 (taxinomie verte) ;
- ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'il 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 en appliquant le Référentiel de la Société tel que mentionné ci-avant.

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 fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques, ci-après les « Informations ».

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 la Société des autres dispositions légales et réglementaires applicables (notamment en matière d'informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxinomie verte), de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale) ;
- la sincérité des informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxinomie 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 tenant lieu de programme de vérification et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 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 neuf personnes et se sont déroulés entre septembre 2021 et février 2022 sur une durée totale d'intervention de vingt semaines environ.

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 cinquantaine d'entretiens avec les personnes 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. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2e alinéa du III de l'article L. 225-102-1.
- 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 1, et pour lesquelles nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante.
- 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 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 la Société 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 1, 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 et couvrent entre 9 % 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 de la Société.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont moins etendues 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.

À la demande de la Société, nous avons mené des travaux complémentaires afin de nous permettre de formuler une conclusion d'assurance raisonnable sur les informations suivantes, par ailleurs identifiées par le signe au sein de la Déclaration.

- Effectif total au 31 décembre 2021, réparti par genre et par âge ;
- Émissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF ;
- Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur ;
- Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc.

Les travaux menés ont été de même nature que ceux décrits dans la partie ci-dessus relative à l'assurance modérée, mais plus approfondis, s'agissant en particulier :

- des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
- des tests de détail réalisés sur la base de sondages, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives.

L'échantillon sélectionné représente ainsi entre 65 % et des informations identifiées par le signe ✓

Paris-La Défense, le 17 février 2022

L'un des commissaires aux comptes,

Deloitte & Associés

Christophe Patrier
Associé, Audit

Catherine Saire
Associée, Développement Durable

Annexe 1

Informations qualitatives sélectionnées

Informations environnementales

- **Gestion des sols et eaux souterraines** (Prévention des impacts sols et eaux souterraines et plans de gestion)

Informations sociétales

- **Précarité énergétique** (Lutte contre la précarité énergétique ; Compréhension de la précarité énergétique ; L'aide au paiement ; L'action d'accompagnement ; Les actions préventives)
- **Dispositifs de formation en matière d'éthique, de conformité et de droits humains** (Anti-corruption ; Harcèlement et discrimination ; Déontologie financière ; Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie ; Manquements au droit de la concurrence ; Droits humains)
- **Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection** (Le respect de l'environnement ; Une démarche de sûreté nucléaire constante ; Le dispositif de contrôle ; Le dispositif d'alerte ; Les événements significatifs dans le domaine de la sûreté ; La radioprotection)

Informations quantitatives sélectionnées

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociaux Niveau d'assurance	Niveau d'assurance
• **Effectif total au 31 décembre 2021, réparti par genre et par âge**	**Raisonnable**
• Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe	Modérée
• Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences	Modérée
• Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers – salariés et prestataires	Modérée
• Lost Time Incident Rate (LTIR) Global – salariés et prestataires	Modérée
• Taux de gravité (salariés)	Modérée

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociétaux Niveau d'assurance	Niveau d'assurance
• Taux de cadres dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption	Modérée
• Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée (en cohérence avec les principes de l'Equateur)	Modérée
• Taux annuel d'achats à des PME en France	Modérée
• 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)	Modérée
• Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)	Modérée
• Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES	Modérée
• Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	Modérée
• Nombre de compteurs communicants	Modérée

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
• **Émissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF (1)**	**Raisonnable**
• **Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 due à la production d'électricité et de chaleur**	**Raisonnable**
• **Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc**	**Raisonnable**
• Émissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 2) du Groupe EDF (1)	Modérée
• Émissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 3) du Groupe EDF (1)	Modérée
• Émissions de l'électricité achetée et revendue aux clients finals	Modérée
• Émissions du gaz vendu aux clients finals	Modérée
• Capacités de production électrique renouvelables nettes installées	Modérée
• Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone au sein des entités concernées	Modérée
• Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique au sein des entités concernées	Modérée
• Part des véhicules électriques au sein de parc de véhicules légers du Groupe EDF	Modérée
• Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente des produits et services innovants	Modérée
• Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier	Modérée
• Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif act4nature international	Modérée
• Déchets radioactifs solides d'activité – France : volumes de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue	Modérée
• Déchets radioactifs solides d'activité – Royaume-Uni : volume de déchets radioactifs solides à Faible Activité évacués	Modérée
• Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) de déconstruction et industriels – Groupe en France	Modérée
• Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA) de déconstruction et industriels Groupe en France	Modérée
• Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (TFA) – EDF	Modérée
• Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMAvc) – EDF	Modérée

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
• Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Modérée
• Combustible nucléaire chargé en réacteur	Modérée

(1) Les taux de vérification et les taux de couverture des indicateurs relatifs aux émissions de gaz à effet de serre des scopes 1, 2 et 3 du Groupe sont présentés en Annexe 3.

Annexe 2

Entités contributrices sélectionnées

Au sein d'EDF SA	Siege EDF SA • Division Combustible Nucléaire (DCN) : Siège • Division Production Nucléaire (DPN) : Siège ; Sites : CNPE de Chooz ; CNPE de Golfech • Division Thermique Expertise et Appui Industriel Multi-métiers (DTEAM) : Centrale thermique de Martigues • Statistiques-optimisation DATA (SoDATA) : Siège • Direction des Projets Déconstruction-Déchets (DP2D) : Siège • Unité Technique Opérationnelle (UTO) : Siège
Au sein d'EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)	• Site : Centrale thermique de Port-Est (La Réunion)
Au sein d'Enedis	• Siégé Enedis • Direction Régionale Provence Alpes du Sud
Au sein de Dalkia	• Siège Dalkia • Filiales : CRAM ; Dalkia EN • Directions régionales : Direction régionale Est ; Direction régionale Nord ; Direction régionale Ile-de-France ; Direction régionale Méditerranée ; Direction régionale Centre Est ;
Au sein d'EDF Energy	• Siege EDF Energy • Sites : Nuclear of power station of Heysham 1 ; Nuclear of power station of Heysham 2
Au sein d'EDF Renouvelables	• EDF Renouvelables USA ; EDF Renouvelables Canada
Au sein d'Edison	• Siège Edison
Au sein de Mekong Energy Company (MECO)	• Site : Centrale thermique de Phu My 2.2
Au sein d'EDF Norte Fluminense	• Site : Centrale thermique Norte Fluminense
Au sein de Framatome	• Site : Romans

Annexe 3

Bilan des émissions de gaz à effet de serre vérifiées du groupe EDF

Émissions de gaz à effet de serre vérifiées Synthèse du bilan GES 2021	Tonnes équivalent CO_2 vérifiées	Niveau d'assurance Représentation de l'échantillon sélectionné (%)
100 % des émissions directes de gaz à effet de serre du scope 1	27 $MtCO_2e$	Raisonnable 67%
100 % des émissions indirectes de gaz à effet de serre du scope 2	0,3 $MtCO_2e$	Modérée 74%
100 % des émissions indirectes de gaz à effet de serre du scope 3	102 $MtCO_2e$	Modérée 22%

3.9 Plan de vigilance

3.9.1 L'engagement RSE du groupe EDF et son 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 CO_2 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 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.

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. 225-102-4 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 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 ces cinq mesures dans son plan de vigilance comme suit :

- 3.9.1. L'engagement RSE du groupe EDF et son référentiel devoir de vigilance
- 3.9.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes
- 3.9.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance
- 3.9.4. Méthodologie de cartographie des risques du Groupe
- 3.9.5. Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2021
- 3.9.6. Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation
  - › 3.9.6.1 Droits humains et libertés fondamentales
  - › 3.9.6.2 Environnement
  - › 3.9.6.3 Santé-Sécurité
  - › 3.9.6.4 Fournisseurs et sous-traitants
- 3.9.7. Système d'alerte du Groupe
- 3.9.8. 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 », 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 ». Ce référentiel rassemble les engagements et exigences du groupe EDF (EDF et les sociétés qu'elle contrôle, voir section 3.9.3 « 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 (voir section 3.9.5. « Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2021 – Constitution, promotion et publication d'un référentiel Devoir de Vigilance »).

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 [2] : 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 multinationale, 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) Dans le respect d'indépendance des gestionnaires d'infrastructures régulées.

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 DPEF 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 2021 dans les différentes sections de la DEPF**	
Droits humains et libertés fondamentales des personnes	Transverse	Risques liés au harcèlement et à la discrimination	Section 3.3.3 Egalité, diversité et inclusion et 3.3.4 Précarité énergétique et innovation sociale	section 3.3.1 Dialogue et concertation avec les parties prenantes et section 3.3.2.4 Dispositifs d'alerte
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des communautés, des populations et groupes vulnérables. Ces risques sont liés notamment aux enjeux fonciers et de déplacements de populations, aux consultations des populations affectées pouvant s'avérer insuffisantes au regard de la complexité des processus de consultations des populations autochtones ou des minorités ethniques ainsi que la gestion de ce processus pouvant être effectuée par une administration tiers sans 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 détectées 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 présentés dans le cadre du service ou du régime sécuritaire.	section 3.3.2.3. Droits humains	
Environnement	Transverse	Impacts sur le climat, le changement climatique et émissions de gaz à effet de serre.	section 3.1 Neutralité carbone et climat	
	Transverse	Impact d'EDF sur l'artificialisation des 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 (graves et mortels), environnements sanitaires et [illegible]	section 3.3.1 Santé et sécurité de tous	
	Salariés et sous-traitants	Les troubles musculosquelettiques, les troubles psychosociaux, dont le stress.	section 3.3.1 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 olfactives.	section 3.3.1.5 Qualité de l'air et 3.3.1.4 Santé et Sécurité des consommateurs	
Fournisseurs	Catégorie d'achat	Prestations et matériels IT et électroniques concernant les risques droits humains en lien avec la supply chain.	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	Prestations de travaux et maintenance en environnement nucléaire concernant le risque sûreté nucléaire.	section 3.4.2.3 Contribution au développement par les achats	
	Catégorie d'achat	Prestations de démantèlement dépollution concernant le risque environnement (production de déchets).	section 3.4.2.3 Contribution au développement par les achats	
	Spécifique	En 2021, les risques droits humains et en particulier de travail forcé ont été évalués sur les domaines d'achat des matériels informatiques et de contrôle commande, du textile et des travaux neufs concernant les risques de travail forcé.	sections 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	

3.9.2 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, le Secrétaire Général Groupe et le Directeur Exécutif Groupe en charge de l'Innovation, la responsabilité d'entreprise et la stratégie. Il est chargé de l'élaboration, du déploiement et de la coordination du plan et de son application dans le Groupe.

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.

Le pilotage du plan de vigilance repose sur une collaboration entre la Direction Juridique et la Direction du Développement Durable 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 le représentant d'une filiale aux activités particulièrement 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.

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.

Association des parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Elle forme le socle de la coopération que nous entretenons avec nos parties prenantes.

L'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe, signé en 2018 et prorogé pour deux ans le 29 novembre 2021 par EDF avec 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 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, travaillent 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, impacts de la crise sanitaire, etc.) et sur les actions à mettre en œuvre pour déployer et améliorer le plan de vigilance du Groupe. Ainsi, en 2021, les réunions du CDRS ont permis à ses membres de s'informer sur l'avancée du plan de vigilance, mais aussi de partager le projet de référentiel devoir de vigilance (« Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF ») qui leur avait été soumis pour remarques. Une journée de formation en novembre 2021 dédiée au Devoir de Vigilance a été co-organisée par les fédérations syndicales mondiales et la Direction du Groupe, au cours de laquelle les participants ont pu échanger sur des cas concrets et bénéficier d'une démonstration du nouveau module de formation e-*learning* désormais accessible à l'ensemble de ses salariés (voir section 3.9.5 « Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2021 »).

À l'externe, EDF a participé, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [1]), 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.

En novembre 2021, EDF a également participé à une revue de pairs organisée par Global Compact regroupant d'autres groupes soumis à la loi, et des personnalités du monde associatif et de la recherche.

3.9.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance

Le groupe EDF est un énergéticien intégré dont les activités comportent des risques dans les trois champs d'application du devoir de vigilance. Il est 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 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. Les pays présentant un caractère de risque font l'objet d'une vigilance particulière y compris dans les relations avec les partenaires.

Dans le Groupe, EDF Renouvelables est une entité qui développe un nombre important de projets dans un grand nombre de pays (présent dans plus de 20 pays) pour exploitation, mais également pour des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS). Par conséquent, plusieurs zones géographiques sont concernées dont les principales sont les suivantes : (en % de capacités nettes installées éoliennes et solaires).

Amérique du Nord	42 %
Europe	27 %
Amérique du Sud	12 %
Chine et Inde	11 %
Asie du Sud-Est, Égypte et Émirats arabes unis	4 %
Israël	3 %
Afrique du Sud	1 %

Fournisseurs et sous-traitants

Le périmètre des fournisseurs et sous-traitants gérés par la Direction des Achats Groupe représente environ 11 000 fournisseurs. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France et 98,5 % en Europe. 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'atteinte 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) e-dh.org

(2) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l'art. de L. 233-16 II du Code de commerce (en France et à l'étranger) (voir la note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

3.9.4 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 supplémentaire, 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.

Elle 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 presqu'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 son 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'efficience 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 d'audit du Conseil d'administration.

Évaluation des risques Groupe structurant pour le plan de vigilance en 2021

L'application de cette démarche conduit, à l'échelle du groupe EDF, aux risques principaux présentés dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

Parmi eux plusieurs risques sont structurants pour l'orientation du plan de vigilance :

- risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (voir section 2.2 – 1D « 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 ;
- adaptation au changement climatique – risques physiques et risques de transition (3B) : ce risque comporte notamment un volet portant sur les impacts des activités du Groupe sur le climat (voir section 3.1.3.2.3 « L'approche par scénarios pour vérifier la résilience de l'entreprise ») ;
- atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (4G), et focus spécifiques à la sûreté nucléaire (5C) et à la sûreté hydraulique (4E) ;
- maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (4A) : ce risque inclut un volet relatif aux impacts potentiels des projets sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité ;
- continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (4B) : ce risque inclut spécifiquement la mise en œuvre d'actions de vigilance lors de la contractualisation et du suivi des contrats.

Les risques spécifiques au devoir de vigilance sont détaillés par domaine dans la section 3.9.6 « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation ».

3.9.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2021

Début 2021, une démarche d'inventaire, de revue et de diagnostic des processus internes du Groupe a été mise en œuvre afin de mesurer le degré de déploiement du plan de vigilance et son efficience. Plusieurs chantiers et actions ont été initiés dans une démarche d'amélioration continue :

Constitution, promotion et publication d'un 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 section 3.9.2 « 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 edf.fr (https://www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/engagements/2021/rse/eofgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf)

Meilleure intégration du devoir de vigilance dans le processus d'investissement

La prise en compte du devoir de vigilance, et du référentiel Groupe associé, est systématiquement intégrée à l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG). Concrètement, cela prend la forme d'identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs envisagées dans le cadre du projet (voir section 3.9.6. « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation – Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance »).

Cette identification est facilitée par la construction d'une grille, mise à disposition en 2021, 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.

Fiabilisation de l'analyse des risques pays

Le Groupe a développé en interne un outil de profilage des pays permettant d'apprécier le contexte d'un pays en termes de risques liés au devoir de vigilance. Il rassemble les valeurs de huit indicateurs (tels que *le Gender Gap Index* ou *le Children's Rights in the Workplace Index*) pour plus de 180 pays couvrant les trois thématiques du Devoir de Vigilance (Droits de l'Homme, Environnement, Santé et Sécurité) mais aussi la situation socio-économique.

(1) Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale.

Pour compléter cet outil, le Groupe a également souscrit à *Verisk Maplecroft*© pour avoir accès à 13 indices droits humains 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.

Intégration renforcée du Devoir de Vigilance dans le processus achats de la Direction des Achats Groupe

La Direction des Achats Groupe a procédé à une revue dédiée à évaluer l'intégration du devoir de vigilance dans ses phases de contractualisation. Fin 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 : 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 (voir section 3.4.2.3.2 « Relations durables et équilibrées – Processus achats responsables »). La suite de cette revue se déroulera en 2022 et contribuera à améliorer l'intégration du devoir de vigilance à tous les niveaux de la contractualisation.

Sensibilisation et formation des salariés et managers du Groupe

Afin de sensibiliser les *managers* du Groupe, un programme de *road shows* internes a été organisé tout au long de l'année dans les Comités exécutifs et de direction des filiales et directions les plus exposées. Ces road shows visent à rappeler les fondements et obligations de la loi, l'organisation dédiée du Groupe, ainsi qu'un exposé sur le contentieux en cours fondé sur le devoir de vigilance concernant un projet d'EDF Renouvelables au Mexique (voir section 3.9.6.1.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre »).

En parallèle du réseau des Responsables Devoir de Vigilance nommés dans les entités concernées du Groupe, une coordination renforcée a été mise en place entre les différents réseaux internes d'EDF relatifs au Développement durable (*corporate* et activités internationales), à l'Ethique et conformité et au Contrôle interne, afin de promouvoir le devoir de vigilance dans toutes les sphères pouvant être exposées et/ou contributrices.

En septembre 2021, le Groupe a développé un module e *learning* dédié au devoir de vigilance pour sensibiliser et aider au déploiement du plan de vigilance du Groupe. Le module visant à toucher le maximum de *managers* et chefs de projet est disponible en français et en anglais. Il propose une définition du devoir de vigilance, de son périmètre d'application, des acteurs concernés et des obligations associées, une identification des risques et des actions de remédiation au travers d'exemples concrets relatifs aux activités du Groupe. L'organisation du Groupe sur le devoir de vigilance, ainsi que celle du processus d'alerte est également détaillée. À fin décembre 2021, environ 500 personnes se sont inscrites pour suivre le module.

Visibilité accrue du Plan de Vigilance et de son référentiel sur le site Internet du Groupe

Pour répondre aux demandes des parties prenantes, le Groupe a refondu la partie de son site Internet dédiée au Devoir de Vigilance afin d'appréhender rapidement le Plan de vigilance du Groupe, le Référentiel associé et l'organisation mise en place.

Ces actions menées en 2021 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.

3.9.6 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 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), ainsi qu'au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI), sous forme d'identification des risques associés aux projets, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte.

Outre ces mesures d'atténuation structurelles, le Groupe a renforcé en 2021 l'ensemble de ces mesures sur la base son plan d'action en matière de devoir de vigilance, validé annuellement.

3.9.6.1 Droits humains et libertés fondamentales

3.9.6.1.1 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'attenuation associées, appréciés en fonction des activités du Groupe et des pays où l'entreprise et ses filiales opèrent.

Deux catégories de risques saillants relatifs aux Droits humains et libertés fondamentales ont été identifiées :

- au niveau transverse/global : Risques liés au harcèlement et à la discrimination ;
- au niveau des activités et projets du Groupe à l'international et en particulier dans les zones géographiques dont les pratiques et situations locales, ainsi que les législations sont moins exigeantes que les standards des pays de l'OCDE :
  - › risque d'atteinte aux droits des communautés locales :

    Ces risques sont liés notamment aux enjeux fonciers et de déplacements de populations ou encore à des conséquences de consultation inadéquate des communautés locales et en particuliers autochtones,
  - › risque d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail décentes sur les chantiers du Groupe,
  - › risques liés à l'emploi de forces de sécurité concernant les projets à proximité de zones de conflit ou de régime securitaire.

3.9.6.1.2 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 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

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 (voir section 3.3.2.2.2 « La prévention du harcèlement et de la discrimination »).

Lutter contre le sexisme et contre toutes les formes de discriminations

Le groupe EDF s'engage 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. Parmi les nombreuses actions de prévention décrite dans la section 3.3.3 « Égalité, diversité et inclusion », les grandes actions de prévention et d'atténuation suivantes sont

(1) IFC : International Finance Corporation, WB : World Bank, ADB : Asian Development Bank.

menées par le Groupe :

EDF et plusieurs filiales ont souhaité se doter d'une certification internationale (Label GEEIS, renouvelable tous les quatre ans) pour évaluer la qualité et la pertinence de leurs engagements en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes. Ce label a été renouvelé en 2019 et pour la première fois étendu à l'ensemble des autres champs d'action du Groupe en matière de diversité et d'inclusion. La signature d'une charte d'engagement GEEIS marque ainsi 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.

Le groupe EDF s'est engagé à prévenir et lutter contre toutes les formes de violences envers les femmes, qu'il s'agisse de 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 Ressources Humaines sur les sujets du sexisme, du harcèlement moral et sexuel. Ainsi, avec le concours du réseau « ÉNERGIES mixité ! », un nouveau « baromètre sexisme » a été mis en place en 2021, dans le cadre de l'initiative interentreprises #StOpE dont EDF est membre depuis l'origine. 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 ». En 2021, EDF a pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 102 salariées victimes de violences domestiques.

En termes d'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, EDF s'engage avec le 11e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, qui porte sur la période 2019-2022. Les enjeux à maîtriser évoluent en effet au fil du temps, comme par exemple le cas de l'enjeu numérique (*e-learning* « l'accessibilité numérique à toutes les étapes d'un projet »), érigé en priorité des derniers accords handicap d'EDF.

Afin de prévenir les situations de discrimination raciale, le groupe EDF a abordé en 2021 la question des origines, et plus précisément du racisme en entreprise dans un document repère à l'attention de ses *managers* et de ses Responsables Ressources Humaines.

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.

EDF est également partenaire de l'Autre Cercle [1], signataire de la charte LGBT+ et de l'association Energay [2]. Un document repères « le respect des orientations sexuelles en entreprise » a été publié. 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.

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.

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

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, l'ensemble des engagements du Groupe relatifs aux droits humains est décrit en section 3.3.2.3 « Droits humains ».

La mise en œuvre de ces engagements s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, tels que notamment :

1. 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 ;
2. l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet ;
3. 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 RSE, 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 ;
4. la mise en œuvre de 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).

En fonction du contexte du projet, une Étude d'Impact sur les Droits Humains (EIDH – *Human Rights Impacts Assesment and Management*) est réalisée. Elle s'appuie sur les principes définis par les *UN Guiding Principles on Business and Human Rights*, tels que déclinés par exemple par le Danish Institute on 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 dans cette thématique, et pilotées par les référents internes RSE de 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 RSE, référent RSE 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.

Concernant les conditions de travail décentes, des missions d'inspection et d'audit externes réalisées sur les chantiers des projets à financements internationaux (comme pour le projet Nachtigal) permettent au Groupe de détecter à chaque stade de la vie du projet des manquements aux engagements du Groupe.

Au niveau des processus de décision d'investissement, la prise en compte des droits humains, au travers du référentiel rassemblant les engagements du Groupe, est systématiquement intégrée à l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ainsi qu'au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI). Cela prend la forme d'identification des risques de droits humains associés aux projets, tant pour les activités développées, que pour les relations fournisseurs envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la construction d'une grille, mise à disposition en 2021, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements 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. Tous les engagements et exigences du Groupe en matière de droits humains sont traités, tel que le respect des conventions fondamentales de l'OIT (concernant le travail des enfants, le travail forcé, la liberté d'association, les discriminations), les droits des communautés locales ou les conditions de sécurité et sanitaires pour les populations concernées.

En termes opérationnels, plusieurs projets sont présentés dans la section 3.3.2.3.4 « La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains » dont :

- projet de développement d'un parc solaire en Inde :

  Lors du développement du parc solaire d'EDF Renouvelables à Bap Tehsil en Inde, le dialogue avec les communautés locales a permis :

  - › évitement des impacts : une route de contournement a été construite pour éviter les perturbations de circulation dans le village,
  - › atténuation des impacts : la conception de l'usine a été revue pour préserver les arbres conformément aux demandes des communautés locales,
  - › compensation des impacts : des investissements communautaires ont été réalisés, comme la création d'un bassin d'eau dans le village,
  - › pendant la phase d'exploitation, le dialogue et les investissements se sont poursuivis : un budget social est consacré chaque année à des programmes tels que l'amélioration sanitaire des bâtiments scolaires, la fourniture de ventilateurs, de matériel sportif aux étudiants et de vélos aux villageois les plus pauvres. Le développement du projet a également créé des opportunités d'emploi pour les personnes riveraines ;

(1) L'Autre Cercle est une association LGBT (Lesbienne Gay Bi et Trans) dont l'objet principal est de lutter contre les discriminations dans le monde du travail.www.autrecercle.org
(2) Energay est l'association LGBT des industries électriques et gazières et de leurs ayants-droits www.energay.org

- projet hydroélectrique au Cameroun :

  En plus du dispositif d'alertes éthiques du groupe EDF, les projets développent des dispositifs locaux de gestion des plaintes afin de garantir que les communautés, subissant les impacts directs et indirects des projets, puissent faire part de leurs préoccupations et les voir traitées. Conformément aux normes internationales environnementales et sociales, le projet hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun a mis en place depuis avril 2015 un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes. Chacun peut les adresser par écrit, oralement ou par procuration, dans toutes les langues locales de la zone d'intervention du projet, ainsi que dans les langues officielles du pays. Les réclamations sont enregistrées dans le registre des requêtes et des plaintes du projet. Une fois enregistrée, et si la plainte concerne les engagements, les activités, la responsabilité ou le mandat du projet, une enquête est initiée pour déterminer le fondement de la plainte. Le projet propose alors un traitement au plaignant. Un Comité de médiation peut intervenir si le plaignant n'est pas satisfait du traitement appliqué. Enfin, une commission de recours peut être sollicitée si le plaignant n'est pas satisfait de la solution proposée par le Comité de médiation ;

- au Myanmar :

  EDF s'est investi dans des projets depuis le début du processus de démocratisation du pays afin de participer au besoin en électricité de la population dont 40 % ne peut y avoir accès. Le Groupe a pris part à un consortium dédié au projet de développement d'un ouvrage hydroélectrique Shweli 3, ainsi qu'au développement du premier *microgrid* du Myanmar, sans aucune subvention gouvernementale. Le 1er février 2021, le consortium Shweli 3 a décidé de suspendre le développement du projet (comprenant également les activités de ses sous-traitants dans le cadre du projet), le respect des droits humains ne pouvant plus être assuré ;

- 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. La procédure de consultation autochtone menée par les autorités mexicaines a été suspendue suite au tremblement de terre en 2018, et depuis 2020 en raison de la crise sanitaire de la Covid-19. Le processus est désormais sur le point d'entrer dans la phase de la délibération par la communauté autochtone. 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 assignée 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 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. Les requérants ont interjeté appel du jugement rendu par le juge de la mise en état. Le Tribunal a proposé le recours à une médiation, ce qu'EDF a favorablement accueilli.

  Un site Internet dédié au projet est disponible en anglais et en espagnol : https://www.gunaa-s.caru.com/.

3.9.6.2 Environnement

3.9.6.2.1 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 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 »). 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.

L'actualisation de la cartographie des risques 2021 conforte l'analyse des risques 2020 et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. 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.

Les risques environnementaux saillants sont les suivants :

Risques saillants	Activités de production les plus concernées
• L'impact sur le climat : 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. • La préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes. • La gestion de la ressource en eau.	Activités de production d'électricité (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)

3.9.6.2.2 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 SME, sa politique de RSE qui engage 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 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 chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » et section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE »).

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité (1) du Groupe met en place une démarche de *management* environnemental adaptée à ses propres enjeux.

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* extra-financier obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la DDD 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 87 % par un SME certifié.

(1) Sociétés ayant des activités industrielles, opérationnelles (installation, exploitation, maintenance), d'ingénierie et de distribution et de commercialisation de biens et services.

En 2021, les résultats des audits de certification menés par l'AFNOR mettent en évidence 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 insistent sur le renforcement des ambitions du Groupe, notamment quant aux enjeux liés au CO2 et à la biodiversité, et constatent les progrès réalisés dans la maîtrise des impacts environnementaux dans les métiers. Ces audits ont permis de dégager 14 Non-Conformités mineures. Les progrès sont encore attendus sur une meilleure prise en compte de la perspective de cycle de vie dans la mise en œuvre des projets et des pratiques (passer de la maîtrise à l'évitement), le développement d'indicateurs de performance plutôt que de surveillance, l'harmonisation des pratiques liées à la maîtrise des fournisseurs et sous-traitants et un renforcement de la maîtrise des risques et de la capacité à réagir des sites au niveau de certaines filiales.

Prévenir l'impact sur le climat

Le groupe EDF reconnaît l'urgence d'agir contre le déréglement 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 CO_2 du Groupe a été validée par *Science Based Targets*. Le groupe EDF a mis en place une gouvernance dédiée, conforme aux meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate related Financial Disclosure* (TCFD). La stratégie climatique du Groupe, alignée avec CAP 2030, s'accompagne de quatre engagements RSE : une trajectoire carbone ambitieuse, des solutions de compensation carbone, l'adaptation au changement climatique, le développement des usages de l'électricité et de services énergétiques innovants, qui forme le plan de transition climatique du groupe EDF (voir section 3.1.1 « Trajectoire Carbone du Groupe »).

Trajectoire carbone du Groupe

Neutralité carbone à 2050

Le groupe EDF a été l'un des premiers à se fixer, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Cet engagement a été renforcé et précisé en mars 2020. Il se traduit concrètement par :

- émissions directes : réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'a les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050 ,
- émissions indirectes : réduction des émissions indirectes aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales ;
- émissions résiduelles : mise en place de projets à émissions négatives afin de compenser les émissions résiduelles du Groupe à cet horizon.

Cet engagement couvre les émissions de tous les gaz à effet de serre sur l'ensemble des scopes (1, 2 et 3) et pour toutes les activités du Groupe sur l'ensemble des régions géographiques.

Objectifs à 2030 reconnus par l'initiative SBTi

En 2020, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scopes 2 et 3). Le 7 décembre 2020, ces objectifs ont été validés comme s'inscrivant dans une trajectoire *Well Below 2 °C* par l'initiative *Science Based Targets* [1] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique et récemment dévoilée [2]. Ainsi le groupe EDF s'engage sur les objectifs 2030 suivants :

- 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.e.* 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).

En cohérence avec ces objectifs validés par SBTi, le groupe EDF se fixe les objectifs 2030 complémentaires suivants : 25 $MtCO_2$ pour les émissions de scope 1 en 2030, une réduction de 28 % comparé à 2019 des émissions de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030.

Afin d'atteindre ces objectifs, une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été élaborée pour les trois scopes du groupe EDF. Cette trajectoire passe par un jalon fixé en 2023, qui se traduit par les objectifs intermédiaires suivants :

- 28 à 30 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2023 (la fourchette tient notamment compte des incertitudes sur les scénarios post-crise sanitaire) ;
- réduction de 23 %, 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.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals ;
- réduction de 10 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals et réduction de 8 % de l'ensemble du scope 3 du Groupe.

Ces objectifs 2023 et 2030 sur les émissions directes et indirectes du Groupe ont été traduits en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et des entités du Groupe (voir section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »).

Principales mesures mises en œuvre pour atteindre cette trajectoire

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses cibles d'émissions sur les trois scopes, sont les suivantes [3] :

(1) Initiative lancée suite à l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, UN Global Compact, World Ressources Institute et World Wild Fund.
(2) Setting 1,5°C aligned science based targets – quick start guide for electric utilities, CDP, juin 2020.
(3) 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 CO_2, 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.

Feuille de route de la réduction des émissions directes de GES

FEUILLE DE ROUTE DE LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DIRECTES DE GES DU GROUPE			
Sujet	Action	Section URD	Impact sur la trajectoire de décarbonation*
Fermeture charbon	Plus aucune production électrique à base de charbon en 2030.	3.1.1.3.1	-- 60 %
Substitution du fioul [illegible]	Remplacement du fioul des installations thermiques existantes par des combustibles moins carbonés (biomasse liquide et éventuellement gaz) dans le cadre de leur PPE.	3.1.1.3.2	-- 15 %
Verdissement des réseaux de chaleur	Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe : biomasse, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie	3.1.1.3.3	-- 10-15 %
Limitation des émissions du thermique	Application de critères stricts sur le développement de tout nouveau projet de cycle combiné gaz par le Groupe, et réduction de l'appel des moyens existants du fait de la hausse des EnR.	3.1.1.3.5	-- 5-10 %
Émissions de SF6 et de fluides	Actions de maîtrise et de réduction des émissions diffuses de SF6 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	< 1 %
Consommations des installations du Groupe	Maîtrise de la consommation énergétique des installations du Groupe	3.1.1.3.7	< 1 %
Flotte de véhicules du Groupe	Électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100	3.1.1.3.8	< 1 %

* *Contribution à la baisse de 25 MtCO$_2$e entre 2017 et 2030 (réduction de 50 % des émissions du scope 1).*

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 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

Themes	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
EPR	Mise en service de 5 EPR d'ici 2030 (FA3, HPC et TSH) et engagement de nouveaux EPR2 et d'un SMR	3.1.1.4.3
Développement des EnR	Doublement des capacités installées en énergie renouvelables, y compris hydraulique, entre 2015 et 2030, pour atteindre 60 GW nets en 2030	3.1.1.4.4
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	3.1.4.1.5

Réduction des émissions indirectes de GES du Groupe

Feuille de route de la réduction des émissions indirectes de GES du Groupe

Sujet	Action	Section URD	Impact sur la trajectoire de decarbonation*
Émissions des achats d'électricité pour revente aux clients finals	Verdissement (recours à des *Power Purchase Agreement* en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finals dans les pays dont l'électricité présente une forte intensité carbone	3.1.4.2.3	-- 15 %
Émissions de combustion du gaz vendu aux clients finals (utilisation des produits vendus)	Accompagnement des clients gaz 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	3.1.4	-- 60 %
Déplacements des collaborateurs	Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre notamment de la politique de Voyages du Groupe	3.2.4.3.3	< 1 %
Investissements	Désinvestissement des actifs non contrôlés de production carbonée		-- 25 %

* *Contribution à l'atteinte de l'objectif de réduction de 28 % des émissions du scope 3 entre 2019 et 2030.*

Prévenir l'impact d'EDF sur l'air, l'eau, les sols, la biodiversité et la production de déchets

Engagement du Groupe pour la biodiversité

Engagé de longue date à travers une politique dédiée, le groupe EDF vise systématiquement à minimiser l'impact de ses activités sur la biodiversité. Aujourd'hui, cette ambition se traduit notamment dans son engagement autour de deux dispositifs (voir section 3.2.1.1 « Engagement et politique du groupe EDF »).

Engagements biodiversité 2020-2022	En France : initiative *Entreprises Engagées pour la Nature* (EEN) portée par l'Office français de la Biodiversité (OFB).	• Engagements SMART (Spécifiques, Mesurables, Additionnels, Réalistes, Temporellement encadrés).
	À l'international : initiative *act4nature International* initiée par l'Association Française des Entreprises pour l'Environnement (EpE).	• Thématiques d'engagement : Réduction de la contribution aux facteurs de pressions IPBES ; renforcement et partage des connaissances scientifiques ; sensibilisation et gouvernance.

Ces engagements couvrent l'ensemble des métiers du Groupe, sur l'ensemble des zones géographiques et sur le périmètre des activités opérationnelles qui présentent des enjeux biodiversité.

La plupart des pressions exercées sur la biodiversité sont strictement encadrées par la réglementation. La plupart d'entre elles sont strictement encadrées par la réglementation. Le rapport de l'IPBES 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. EDF a construit son programme d'action en vue de minimiser son impact sur chacun de ces facteurs (voir section 3.2.1.3 « L'action du Groupe ») qui consiste à :

- réduire la contribution de ses activités à ces facteurs de pression majeure en intégrant les enjeux de biodiversité tout au long du parcours d'ingénierie et de l'exploitation, et dès la conception des projets, en vue de privilégier l'évitement et la réduction et en réduisant son empreinte sur les ressources naturelles (voir section 3.2.1.3.1 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs ») ;
- recréer des espaces de conditions favorables à la biodiversité (voir section 3.2.1.3.2 « Recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ») ;
- préserver et restaurer les milieux en gérant les espaces naturels intégrés au foncier du Groupe et en mettant en œuvre une gestion écologique positive (voir section 3.2.1.3.3 « Renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager ») ;

Engagement du Groupe pour protéger et gérer les ressources naturelles impactées par ses activités au travers d'une gestion responsable du foncier et d'une gestion intégrée et durable de l'eau :

Le Groupe accorde la plus grande importance à la sobriété foncière et veut agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou dont il dispose en concession. Dans ce cadre, les entités du Groupe veillent à limiter l'artificialisation et l'imperméabilisation des sols, à optimiser et valoriser le foncier en conformité avec la réglementation, notamment par la mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier. Les entités attachent la plus grande importance à la prévention des risques de pollutions (voir section 3.2.2 « Gestion responsable du foncier »).

En tant que gestionnaire de barrages et réservoirs et utilisateur important de la ressource en eau, le groupe EDF agit en faveur d'une gestion intégrée et responsable de l'eau. En France métropolitaine, les barrages exploités par EDF permettent le stockage de plus de 7 milliards de mètres cubes d'eau soit 70 % du volume d'eau artificiellement stocké en France. Le Groupe s'engage à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable, tant au plan quantitatif (voir section 3.2.3.1 « Soutenabilité de nos usages de l'eau ») que qualitatif et à partager l'eau au sein des 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 (voir section 3.2.3.2 « Gestion intégrée et partagée de l'eau »).

Pour les impacts sur la qualité de l'air, voir la section 3.3.1.5.2 « Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine ».

Engagements du Groupe vis-à-vis des déchets et de 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. Le Groupe s'engage à favoriser une approche d'économie circulaire ; éviter la production de déchets conventionnels [1] et favoriser le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur ; utiliser ces déchets par une réaffectation des usages en interne à l'entreprise lors des nouveaux aménagements, ou dans des filières de valorisations agréées ; et assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs (voir section 3.2.4 « Déchets et économie circulaire »).

3.9.6.3 Santé-Sécurité

3.9.6.3.1 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 section 2.2.4- 4C « Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) »).

Les risques saillants sont :

- les accidents du travail, les maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit) ;
- les troubles musculo-squelettiques, les troubles anxio-dépressifs, dont le stress.

Les risques saillants sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir section 2.2.4- 4C « 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 sections 2.2.4- 4E « Atteinte à la sûreté hydraulique », 2.2.4-4G « Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité », 2.2.5-5C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire »). Ils portent principalement sur :

- la sûreté des installations nucléaires et hydrauliques ;
- la qualité de l'air, les nuisances sonores et acoustiques.

3.9.6.3.2 Principales mesures d'atténuation, de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Déploiement de la Politique Santé-sécurité

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à la santé et à la sécurité de ses salariés et sous-traitants intervenant sur ses sites, le Groupe s'appuie sur une politique Santé et Sécurité adoptée en 2018 et actualisée en 2021. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF, 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 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 10 règles vitales du Groupe et le cadre de référence du *management* de la santé sécurité BEST (*Building Excellence in Safety Together*), enrichi de nouvelles pratiques ayant fait leurs preuves dans plusieurs entités. Elle s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés. Une revue des résultats santé sécurité et de suivi des plans d'actions est réalisée régulièrement par le Comité exécutif (voir section 3.3.1.3.1 « Politique santé sécurité »).

Dix règles vitales ont été identifiées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur les 30 dernières années. La revue organisée en février 2021 par le Comité stratégique Santé Sécurité a permis de constater que

(1) Concernant le gaspillage alimentaire, EDF ne considère pas cette information comme une information significative. Au regard de son analyse de matérialité, EDF n'estime pas matérielles les informations liées aux modifications de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce, s'agissant de la précarité alimentaire, du bien-être animal et de l'alimentation responsable, équitable et durable.

100 % du périmètre du Groupe avait réalisé une autoévaluation de son système de *management* santé sécurité selon le cadre de référence BEST.

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. 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. Près de 70 % 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 2021, le critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF a porté sur la réduction du nombre de blessés liés aux HPE et le développement des analyses de ces événements.

La politique actualisée renforce la dynamique de progrès avec nos prestataires. Quatre fiches actions ou « atouts » ont été élaborées dans ce sens. (voir section 3.3.1.3.3 « Accidents du travail »).

La Politique Santé Sécurité fixe aussi un cadre pour progresser sur le sujet de la santé. Les progrès sont suivis au travers de l'évolution de l'indicateur de l'absentéisme maladie.

EDF est engagée 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 partenaires sociaux, les *managers*, les préventeurs et les responsables des ressources humaines dans une approche pluridisciplinaire. Cette approche trouve son illustration au travers des accords sociaux qui intègrent une large place à la santé, comme c'est le cas de l'accord TAMA « Travailler Autrement Manager Autrement », tant pour les nouvelles formes de travail qu'au travers des enseignements tirés de la crise sanitaire. Les *managers* sont invités à être attentifs aux signaux faibles liés notamment à l'isolement et l'éloignement pour les équipes en travail à distance. Les équipes médicales sont encouragées à s'engager dans les campagnes vaccinales (Covid, grippe) lancées par les pouvoirs publics pour protéger nos salariés qui le souhaitent.

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.

Les Directions opérationnelles intègrent les troubles musculo-squelettiques, 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 des maladies professionnelles.

La prévention des risques psychosociaux et socio-organisationnels est basée sur l'exploitation de l'enquête de perception des salariés (MyEDF) lue à tous les niveaux de l'organisation selon la grille Gollac, 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.

Une offre de service couvrant différents champs : de l'aide au diagnostic, à la formation et aussi à la gestion de situations complexes voire de situations de stress post-traumatique est mise à disposition des entités pour les accompagner.

D'autre part, le développement de la confiance et de la responsabilisation dans les collectifs de travail, donne l'opportunité de faire discuter les équipes sur le sujet de leur sécurité et de leur santé.

Le groupe EDF a élaboré un guide à destination des entités pour qu'elles développent le maintien et le retour au travail des salariés qui ont pu connaître des difficultés de santé. Cette démarche qui s'appuie sur la mise en place de visite de prépreprise avec les équipes médicales et la réalisation d'entretiens de retour entre les salariés et les *managers* vise à prévenir le risque de désinsertion professionnelle.

Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques

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 et audits OSART) conduits par les experts de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA). En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Ils 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. 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 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ». La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. 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 ».

La qualité de l'air, les nuisances sonores et lumineuses

Le Groupe concrétise ses engagements en procédant aux fermetures des centrales produisant de l'électricité à partir de charbon (voir la section 3.1.1.3.1 « Une production électrique à base de charbon qui représente 0,7 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030 »). En parallèle, 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. Grâce à son futur système de traitement des fumées, le projet de CCG d'Edison en Italie, Marghera Levante (780 MW avec un rendement de 63 %), qui devrait être mis en service en 2022, émettra une quantité de NO_x équivalente à 30 % de la limite de l'installation actuelle. EDF 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 (voir section 3.3.1.5.2 « Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine » et 3.3.1.5.3 « Améliorer la qualité de l'air intérieur des bâtiments »).

Les nuisances sonores et lumineuses

S'agissant plus particulièrement 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 réalisées dans l'environnement des centrales nucléaires, à raison de deux sites par an.

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. Une même vigilance à l'égard des pollutions sonores existe dans les filiales du Groupe, internationales ou françaises.

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.

3.9.6.4 Fournisseurs et sous-traitants

3.9.6.4.1 Identification des risques saillants

Les risques saillants relatifs au devoir de vigilance concernant les fournisseurs 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 méthodologie prend en compte tous les volets environnementaux, relations et conditions de travail, 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 (voir section 3.4.2.3 « Contribution au développement par les achats »).

Cette analyse de risques couvre environ 11 000 fournisseurs ayant un contrat avec EDF. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France et 98,5 % en Europe.

Les risques sont évalués par catégorie d'achat. L'évaluation et la priorisation des risques est fondée 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 sécurité, à l'éthique, aux déchets, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 15 % des catégories d'achats analysées sont classés à risque « résiduel majeur » ; 50 % sont classés à risque « résiduel significatif » ; 35 % sont classés à risque « résiduel limité ».

Parmi les catégories d'achats analysées et classées à risques résiduels majeurs, les catégories les plus importantes en montant sont les suivantes :

- prestations et matériels IT et électroniques concernant les risques droits humains en lien avec la *supply chain* ;
- prestations de travaux et maintenance en environnement industriel concernant le risque sécurité accru ;
- prestations de déconstruction/dépollution concernant le risque environnement (production de déchets).

Certaines catégories moins volumineuses y figurent également comme la billetterie aérienne.

En 2021, les risques droits humains en lien avec la *supply chain* ont été précisés sur les domaines d'achat du textile, des matériels informatiques, du contrôle/commande et des panneaux solaires concernant les risques de travail forcé.

3.9.6.4.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

La nouvelle politique fournisseurs du Groupe, adoptée en octobre 2021, définit les principes partagés que les cadres dirigeants des différentes entités ont la responsabilité de mettre en œuvre s'agissant des achats et du *contract management*. Elle met l'accent sur les exigences du Groupe en termes de RSE et décline la raison d'être du Groupe et ses engagements sous l'angle des achats responsables, du recours aux secteurs adapté et protégé, de l'ancrage territorial et de la sensibilisation des fournisseurs.

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.

Quand elles ne déclinent pas directement ces outils, les grandes Directions ou grandes filiales du Groupe ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques et sont décrites dans la section 3.4.2.3.2 « Relations durables et équilibrées – Autres modalités pratiquées au sein du Groupe ».

La Direction des Achats Groupe d'EDF prend en compte la RSE dans ses relations avec ses fournisseurs selon les principes d'engagements du fournisseur à travers :

- 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 et 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 ;
- l'intégration d'une clause développement durable couvrant les engagements environnementaux, droits humains et de santé-sécurité dans les Conditions Générales d'Achats ;
- l'intégration systématique d'une Charte Développement Durable entre EDF et ses fournisseurs comme pièce constitutive des marchés;
- développement de Partenariats Productivité ;
- surveillance du respect de ces principes par les fournisseurs (voir section 3.4.2.3.3).

Évaluations des fournisseurs

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) et de fiches d'évaluation fournisseur (FEF).

Les audits documentaires sont renseignés et documentés par le fournisseur, ils font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Les questionnaires portent sur l'ensemble des champs de la RSE ; certains sont conçus sur mesure afin de prendre en compte les problématiques catégorielles. En 2021, ce sont principalement les fournisseurs des catégories à risques (mobilité et prestataires intervenant sur les sites nucléaires) qui ont été questionnés. Il est à noter que des fournisseurs ont également été interrogés à la demande de Responsables Catégories Achats (hébergement).

Fin 2021, un questionnaire spécifique aux droits humains a été développé avec l'AFNOR et adressé à tous les fournisseurs ayant un contrat en cours relevant de catégories d'achats visées dans des rapports internationaux sur le non-respect de droits humains ou citées expressément par ces derniers, dans les domaines du textile, des matériels informatiques, du contrôle-commande et IT. Concernant les achats de panneaux solaires, EDF Renouvelable a déployé en 2021 un questionnaire dédié aux Droits humains destiné à ses fournisseurs.

À fin 2021, 3 000 fournisseurs ont été questionnés par la plateforme ACESIA, dont un millier a été contrôlé. Les évaluations se sont avérées « satisfaisantes » dans 63 % des questionnaires contrôlés. 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.

Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale et environnementale.

Des audits sur place couvrent l'ensemble des champs de la RSE : politiques, engagements et pratiques environnementaux, sociaux et éthiques. Ces audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants. Les audits RSE sont déclenchés sur la base du retour d'expérience sur les conditions d'exécution des contrats, capitalisé par les Responsables Catégories d'Achats notamment et de la cartographie des risques fournisseurs.

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).

En 2021, 52 audits RSE sur place ont été réalisés dont 67 % hors de France. 60 % ont eu un résultat « satisfaisant », 34 % un résultat « acceptable avec commentaire » et 6 % un résultat « insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs. Une large part d'audits RSE a été réalisée dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la catégorie « vêtements de travail ». Les notations globales « Insuffisant » ou « Non Satisfaisant » des sites de production audités ont conduit à l'exclusion de la *supply chain* du fournisseur postulant. Les résultats de cette campagne spécifique, réalisée sur des sites principalement en dehors de la France, sont assez hétérogènes. Des bonnes pratiques ont été relevées sur plusieurs sites (certifications et labels volontaires, politique de l'emploi/rémunération volontariste, bonne gestion des produits chimiques). Cependant les écarts liés à la rémunération, aux temps de travail, et à la sécurité (absence de vérification périodique de protections collectives, inadaptation des EPI), y compris en Europe. Parmi les audits RSE 2021, la totalité des résultats insuffisants portent sur la catégorie textile.

Concernant les audits réalisés sur les autres catégories d'achats, les résultats globaux font état, dans la continuité des années passées, d'une bonne gestion des risques opérationnels en matière de sécurité et environnement, s'appuyant notamment sur des certifications structurantes et une culture sécurité forte. Des bonnes pratiques et opportunités ont été relevées telles que : challenge innovation en interne, recherche d'amélioration sur les champs de l'éco-conception ou de la réduction de gaz à effet de serre. Les points de progrès portent toujours sur la prise en compte de critères RSE dans la *supply chain* des titulaires eux-mêmes. Les mises en œuvre des politiques et engagements RSE existants peinent à être déclinées sur les sites (formation, déploiement achats responsables…). Les exigences d'EDF sur ces sujets sont encore à promouvoir dans les entreprises auditées.

Approvisionnement en charbon et uranium

Dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un promoteur actif de *Bettercoal* [1], l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont elle a été membre fondateur. 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 humains 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*, favorisant ainsi le développement de l'influence de l'initiative en Asie. En 2021, 92 % des approvisionnements en charbon fournis par JERA au groupe EDF provenaient d'exploitants ayant adopté l'initiative *Bettercoal* et 8 % d'exploitants nord-américains.

(1) bettercoal.org

Concernant la chaîne d'approvisionnement en uranium, les contrats contiennent des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les exigences d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. 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 (voir la section 3.4.2.3.3 « Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon »).

Ce dispositif d'audits 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). 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) et l'environnement, compris dans son acception la plus large (eau, diversité, déchets, réhabilitation des sites après extraction). EDF réalise chaque année ses audits de mines *via* des moyens internes (2 audits par an). 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 CO_2) 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. Le programme d'audit 2021, après une suspension en 2020, compte tenu de la crise sanitaire internationale, a repris en août 2021 en distanciel et en octobre 2021 avec la mise en œuvre d'un audit sur site.

3.9.7 Système d'alerte du Groupe

Périmètre

Le système d'alerte du groupe EDF est un dispositif unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin II et de la loi sur le devoir de vigilance, ainsi que ceux émanant de salariés alléguant de faits de harcèlement et discrimination.

Le dispositif d'alerte Groupe bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception d'Enedis et de RTE [1] qui disposent de leur propre dispositif d'alerte.

Dispositif

Tout alerteur peut choisir d'utiliser le dispositif 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 dispositif d'alerte Groupe, géré à partir d'une plateforme independante, est accessible *via* le site Internet du groupe EDF (https://www.bkms-system.com/bkwebanon/report/clientInfo ?cin=5edf6&c=-1&language=fre), en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger. Le lanceur d'alerte peut effectuer un signalement dans la langue de son choix.

Afin de répondre aux exigences des lois Sapin II et Devoir de vigilance, EDF a pris les mesures appropriées pour garantir une stricte confidentialité des données à caractère personnel de l'alerteur, de celles des personnes mises en cause ou citées ainsi que des faits signalés, en particulier en mettant en place un dispositif d'alerte hébergé sur une plateforme externe dédiée et sécurisée.

Le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses collaborateurs, seraient les auteurs ou les victimes.

Voir section 3.3.2.4 pour les modalités de fonctionnement du dispositif d'alerte.

Alertes effectuées en 2021

En 2021, au sein du Groupe (*via* le dispositif Groupe ou *via* tout autre canal), 247 alertes recevables ont été enregistrées (dont 39 dans le dispositif d'alerte Groupe). 157 alertes concernent des faits localisés en France et 90 à l'étranger. 95 concernent EDF et 152 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 47 % des alertes. En 2021, 71 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (en particulier, 14 licenciements suite à faits avérés de harcèlement-discrimination). 33 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

3.9.8 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 section 3.9.2 « 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. Les remontées annuelles de toutes les entités du Groupe font l'objet d'une analyse afin d'identifier les points d'attention dans le Groupe. Suite à l'analyse en 2021, une exigence essentielle de progrès a été décidée en COMEX pour améliorer le déploiement du devoir de vigilance dans le Groupe et qui a mené à la création du e-*learning* dédié (voir section 3.9.5. « Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2021 »).

Les Indicateurs permettant d'apprécier l'efficacité des mesures de prévention et d'atténuation du Groupe sont synthétisées et disponibles sur le site Internet du Groupe : https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers#indicateurs-es.

(1) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

95,2 %

TAUX DE PRESENCE AU CONSEIL EN 2021

6,6

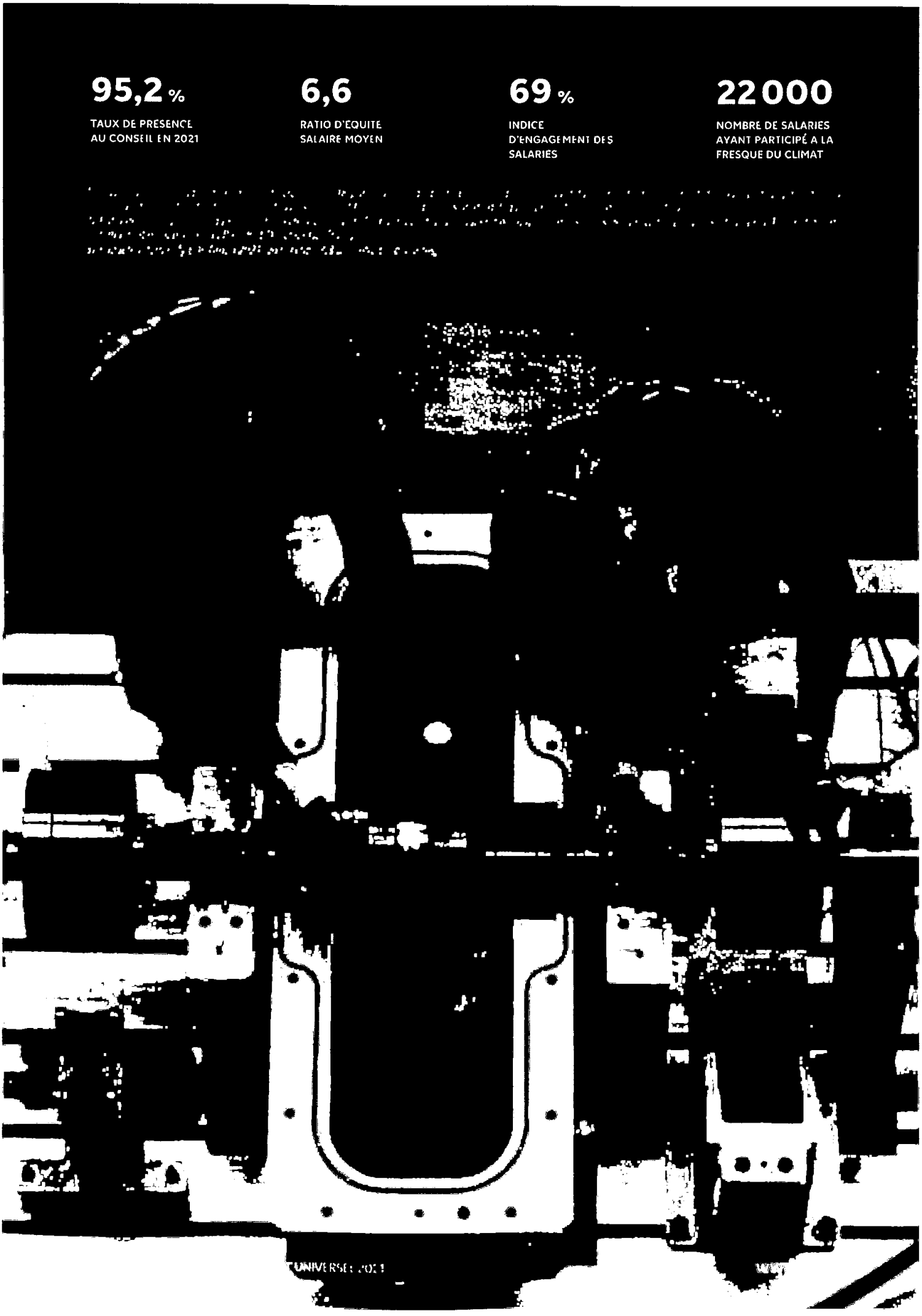
RATIO D'EQUITE SALAIRE MOYEN

69 %

INDICE D'ENGAGEMENT DES SALARIES

22 000

NOMBRE DE SALARIES AYANT PARTICIPÉ A LA FRESQUE DU CLIMAT



4 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 266

4.2 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 267

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 268

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 281

4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration 286

4.3 DIRECTION GÉNÉRALE 292

4.3.1 Composition du Comité exécutif 292

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 292

4.4 CONFLITS D'INTÉRÊTS ET INTÉRÊTS DES MANDATAIRES SOCIAUX ET DES DIRIGEANTS 294

4.4.1 Conflits d'intérêts 294

4.4.2 Absence de condamnation 294

4.4.3 Contrats de service 294

4.5 PARTICIPATIONS DES MANDATAIRES SOCIAUX ET OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES EDF PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX ET LES DIRIGEANTS 295

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF 295

4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 295

4.6 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MANDATAIRES SOCIAUX - POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION 295

4.6.1 Politique de rémunération 296

4.6.2 Rémunération globale du Président-Directeur Général 298

4.6.3 Rémunération globale des administrateurs 299

4.6.4 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 299

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. 22-10-10 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. « Politique de rémunération applicable au 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
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 20 *« [...] 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 sont allouées. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses rémunérations à leur acquisition. »*	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 qui leur est versée 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 versés 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 du Conseil d'administration 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.	Voir les sections 4.6.3 « Rémunération globale des administrateurs » et 4.5 « Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants ».
Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 23 : *« 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. »*	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.	Voir les sections 4.6.2 « Rémunération globale du Président-Directeur Général » 4.6.4 « 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° 21.1 : 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 dans les Comités.	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 est me qu'elle est néanmoins significative, dans la mesure où elle représente 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 4.6.3 « Rémunération globale des administrateurs ».

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

18 Administrateurs*

59,8 ans
ÂGE MOYEN

41,7 %
ADMINISTRATEURS INDÉPENDANT**

14
RÉUNIONS

95,2 %
TAUX DE PRÉSENCE

6 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale



Jean-Bernard LEVY
Président-Directeur Général
P



Nathalie COLLIN
Directrice Générale Adjointe et Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique du groupe La Poste
■



Bruno CREMEL
General Partner et Directeur General Delegue de Partech Partners
▲ ■



Colette LEWINER
Administratrice professionnelle
▲ ■



Claire PEDINI
Directrice Générale Adjointe, Ressources humaines et transformation digitale de Saint-Gobain
▲ ■ P



Philippe PETITCOLIN
Administrateur de sociétés
▲ ■ ■

5 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État



Véronique BÉDAGUE-HAMILIUS
Directrice générale du groupe Nexity
■



François DELATTRE
Secrétaire général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères
■



Gilles DENDYEL
Président du conseil d'administration de Dexia
P



Marie-Christine LEPETIT
Chef du service de l'inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie, des finances et de la relance
P ■



Michèle ROUSSEAU
Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières
■ ■

6 Administrateurs élus par les salariés



Claire BORDENAVE
Administratrice salariée parrainée par la CGT
■



Karine GRANGER
Administratrice salariée parrainée par la CGT
■ ■ ■



Sandrine LHENRY
Administratrice salariée parrainée par FO
■ ■ ■



Jean-Paul RIGNAC
Administrateur salarié parrainé par la CGT
■



Vincent RODET
Administrateur salarié parrainé par la CFDT
■ ■ ■ ■



Christian TAXIL
Administrateur salarié parrainé par la CFE CGC
■ ■

1 Administrateur représentant de l'État



Martin VIAL
Commissaire aux participations de l'État rattaché au ministre de l'Économie et au ministre de l'Action et des comptes publics
■ ■

■ *Membre du Comité*
P *Président du Comité*
■ *Comité d'audit*
■ *Comité de la stratégie*
■ *Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance*
■ *Comité de suivi des engagements nucléaires*
■ *Comité de responsabilité d'entreprise*
▲ *Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF*

* Composition du Conseil à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel
** Hors administrateurs représentant les salariés

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, certains d'entre eux sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi 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 du 26 juillet 1983 [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] et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [3] ainsi que le Secrétaire du Comité social et économique central assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

Depuis le 1er janvier 2021 et jusqu'à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, les modifications et évènements suivants sont intervenus 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
François Gave	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Renouvellement du mandat	Assemblée générale du 6 mai 2021
Marie-Christine Lepetit	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Renouvellement du mandat	Assemblée générale du 6 mai 2021
Colette Lewiner	Administratrice nommée par l'Assemblée générale	Renouvellement du mandat	Assemblée générale du 6 mai 2021
Michèle Rousseau	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Renouvellement du mandat	Assemblée générale du 6 mai 2021
Laurence Parisot	Administratrice nommée par l'Assemblée générale	Échéance du mandat	6 mai 2021
Nathalie Collin	Administratrice nommée par l'Assemblée générale	Nomination	Assemblée générale du 22 juillet 2021
Jacky Chorin	Administrateur élu par les salariés, parrainé par FO	Démission	28 juillet 2021
Sandrine Lhermy	Administratrice élue par les salariés, parrainée par FO	Remplacement de Jacky Chorin *	28 juillet 2021

* *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.*

Véronique Bédague-Hamilius ayant fait part de son intention de démissionner de son mandat d'administratrice avec effet à l'issue de l'Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021, le Conseil d'administration réuni le 14 mars 2022 a décidé, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, de proposer à l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2022 la nomination de Delphine Gény-Stephann en qualité d'administratrice pour une durée de 3 ans, par dérogation à la durée statutaire de 4 ans du mandat des administrateurs, afin de maintenir le renouvellement échelonné du Conseil d'administration (voir la section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil »).

Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration et des instances dirigeantes

En application des articles L. 225-18-1 et L. 22-10-3 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 neuf femmes, dont trois parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 50 % par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage (hors administrateurs représentant les salariés) ainsi que sur l'ensemble du Conseil.

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 le 18 novembre 2019 [4] et prévoit plusieurs engagements visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accession aux comités de direction et au niveau dirigeant. Les objectifs fixés par le Conseil sont, au périmètre de la Société, les suivants :

- 30 % de femmes dans les Comités de direction d'ici 2023 ;
- 30 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société en 2025.

Pour ce faire, la Direction Générale d'EDF adaptera les objectifs à la proportion de femmes cadres dans chaque Direction et Division de la Société et poursuivra les plans d'actions engagés pour :

- recruter des femmes cadres à un taux supérieur à leur proportion constatée dans les écoles d'ingénieur ;
- proposer des plans de succession mixtes pour chaque poste de dirigeant ;

(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.
(4) Cette Ambition mixité a été mise à jour courant 2021 voir section 3.3.3.1.1 « Renforcement de l'engagement du Groupe »

- réaliser chaque année, une « *people review* femmes » pour les dirigeants et futurs dirigeants.

Par ailleurs, EDF promouvra la participation et la visibilité des femmes dans les interventions publiques dans tous les domaines d'activité du Groupe.

Le Conseil a ainsi examiné, lors de sa réunion du 21 septembre 2021, les mesures mises en place par EDF et pris acte des résultats obtenus par la Société dans la mise en œuvre de cette politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société. Il a notamment constaté qu'au 31 décembre 2020, sur le périmètre de la Société, la proportion de femmes dans les Comité de direction s'établissait à 28,8 %, soit +2,7 points entre 2018 et 2020, que parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités, on dénombrait 29,6 % de femmes sur l'effectif présent au 31 décembre 2020 tous statuts confondus (voir ci-dessous), contre 27,5 % en 2018, et que l'on comptait 28 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société. Le Conseil a également noté que pour les postes de dirigeants de la Société, les tables de succession sont systématiquement mixtes et que les dispositifs d'identification des talents en vigueur facilitent l'inscription dans le repérage et l'évaluation des talents du Groupe et contribue à lutter contre le plafond de verre. Enfin, le Conseil a également pris connaissance des nouveaux objectifs de féminisation renforcés, définis pour le Groupe par le Comité exécutif en juillet 2021, de 36 à 40 % sur l'ensemble des strates hiérarchiques du Groupe à l'horizon 2030, avec un jalon de 33 % en 2026.

En ce qui concerne les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité (article L. 22-10-10 du Code de commerce), on comptait, au 31 décembre 2021, 29,5%[1] de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités de la Société, contre 29,6 % au 31 décembre 2020 (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »).

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF et à l'article L. 22-10-10 du Code de commerce, le Conseil d'administration s'interroge périodiquement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle des Comités qu'il constitue, notamment en termes de proportion d'administrateurs indépendants et de diversité. Il définit une politique de diversité appliquée aux membres du Conseil au regard de critères tels que l'âge, le sexe 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, afin que la composition du Conseil soit de nature à en favoriser le déploiement. Pour atteindre un bon équilibre dans sa composition, en lien avec la stratégie du Groupe et les missions qui lui sont confiées, le Conseil avait considéré que 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 du terme du mandat de cinq administrateurs à l'issue de l'Assemblée générale du 6 mai 2021 et en tenant compte des attentes formulées par les administrateurs lors de l'évaluation externe 2020 du Conseil d'administration (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Le tableau ci-dessous présente les critères de la politique de diversité définie par le Conseil d'administration :

Critères	Situation de la Société	Objectifs
Âge des administrateurs	Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale ont entre 56 et 76 ans, avec une moyenne de 62,4 ans. La moyenne d'âge est de 59,8 ans sur l'ensemble du Conseil.	Le Conseil a estimé que l'âge des candidats n'était pas un critère déterminant dans le choix des candidatures aux hautes fonctions d'administrateurs et que la moyenne d'âge du Conseil est satisfaisante, tout en restant attentif à la limite du tiers des administrateurs dépassant l'âge de 70 ans*
Parité	Le Conseil comprend une proportion de 50 % de femmes hors administrateurs salariés et sur l'ensemble du Conseil.	Le Conseil a considéré que le taux actuel de féminisation du Conseil est satisfaisant sans exclure la possibilité de faire évoluer ce taux à la hausse ou à la baisse, en cas d'évolutions de la composition du Conseil, dans le respect des seuils légaux.
Expériences professionnelles et compétences complémentaires des profils	Le Conseil regroupe des profils et compétences variés (voir ci-après les tableaux de compétences des membres du Conseil).	Le Conseil a constaté que les administrateurs possèdent une expérience significative dans des domaines d'expertise en lien avec les activités d'EDF et sa stratégie, de nature à en favoriser le déploiement, et qu'ils présentent une complémentarité des profils satisfaisante. Le Conseil avait également décidé d'examiner la possibilité de renforcer encore davantage les compétences du Conseil dans les domaines de la Direction Générale de grandes entreprises et le secteur de l'énergie, comme souhaité par les administrateurs lors de l'évaluation externe réalisée en 2020. Ce critère a été pris en considération par le Conseil lorsqu'il a proposé à l'Assemblée générale réunie le 22 juillet 2021 la nomination de Nathalie Collin.
Nationalité	Le Conseil d'administration ne comprend pas d'administrateur de nationalité étrangère, mais dispose à ce jour d'une proportion importante de membres ayant une expérience internationale.	Le Conseil se réserve la possibilité de mettre en œuvre un renforcement des compétences du Conseil à l'international lors de prochaines nominations d'administrateurs, comme suggéré par les administrateurs lors de l'évaluation externe réalisée en 2020 et de l'évaluation interne réalisée en 2021.
Indépendance	Le Conseil compte 5 administrateurs indépendants, soit une proportion de 41,7 % d'administrateurs indépendants sur les 12 administrateurs pris en compte pour établir ce calcul (hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil a considéré que la proportion d'administrateurs indépendants au sein du Conseil, supérieure aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, est satisfaisante. Le Conseil a confirmé l'objectif de maintenir cette proportion au moins égale à celle actuellement recommandée par le Code AFEP-MEDEF pour les sociétés ayant un actionnaire de contrôle.

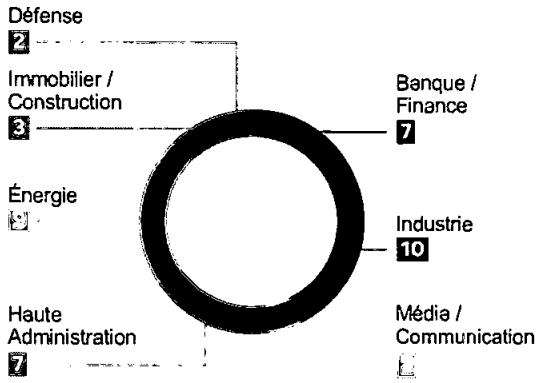
* *L'article L. 225-19 du Code de commerce prévoit qu'à défaut de disposition expresse dans les statuts concernant une limite d'âge applicable aux administrateurs, le nombre d'entre eux ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers.*

(1) Ce pourcentage est calculé sur les postes à plus forte responsabilité d'un échantillon composé d'environ 6 000 personnes, représentant 10 % des effectifs de la Société (salariés statutaires) au 31 décembre 2021, 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 2021 s'élevait à 23,95 % (voir la section 3.3.3.1.2 « Les résultats en 2021 »).

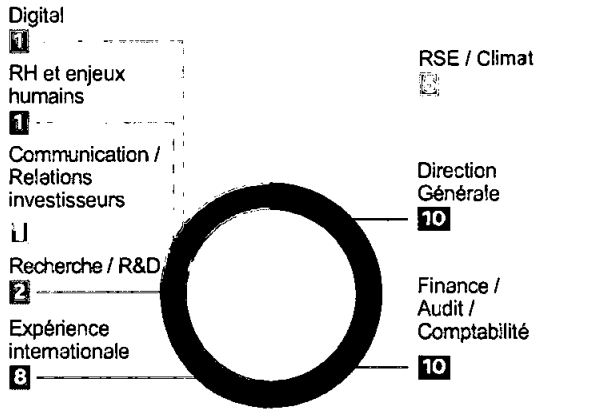
Compétences des membres du Conseil d'administration

Les graphiques ci-dessous présentent la cartographie des compétences sectorielles et fonctionnelles de l'ensemble des membres du Conseil d'administration au 31 décembre 2021 :

Expertise sectorielle par type de compétence



Expertise fonctionnelle 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 d'actions	Nombre de mandats dans des sociétés cotées (incl. EDF)	Indépendance	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au conseil (en années)	Comité d'audit	Comité de la stratégie	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale														
Jean-Bernard Lévy Président-Directeur Général	66	M	Française	0	3		23/11/2014	AG 2023 (1)	7,15		P			
Nathalie Collin	57	F	Française	0	1	(6)	22/07/2021	AG 2025 (2)	> 1	■				
Bruno Crémel	56	M	Française	0	1	(6)	16/05/2019	AG 2023 (3)	2,67	■				
Colette Lewiner	76	F	Française	2 038	4	(6)	11/04/2014	AG 2025	7,76				■	
Claire Pedini	56	F	Française	0	1	(6)	12/05/2016	AG 2023	5,68			■		P
Philippe Petitcolin	69	M	Française	10	2	(6)	16/05/2019	AG 2023	2,67	■	■			
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État														
Véronique Bédague-Hamilius	58	F	Française	0	1		18/12/2019	AG 2023	2,08					■
François Delattre	58	M	Française	0	1		28/06/2019	AG 2025	2,55		■			
Gilles Denoyel	67	M	Française	0	2		16/05/2019	AG 2023	2,67				P	
Marie-Christine Lepetit	60	F	Française	0	1		07/05/2012	AG 2025	9,69	P			■	
Michèle Rousseau	64	F	Française	0	1		30/09/2016	AG 2025	5,29				■	
Administrateur représentant de l'État														
Martin Vial	68	M	Française	0	3		09/09/2015	20/11/2022	6,35		■	■		
Administrateurs élus par les salariés														
Claire Bordenave	59	F	Française	0	1		23/11/2019	22/11/2023	2,15					■
Karine Granger	54	F	Française	25	1		23/11/2019	22/11/2023	2,15		■	■	■	
Sandrine Lhenry	47	F	Française	34	1		28/07/2021	22/11/2023	> 1	■	■			■
Jean-Paul Rignac	59	M	Française	0	1		01/11/2007	22/11/2023	14,21	■				
Vincent Rodet	56	M	Française	289	1		23/11/2019	22/11/2023	2,15	■	■		■	■
Christian Taxil	46	M	Française	1 437	1		23/11/2014	22/11/2023	7,15	■	■			

(1) Le mandat de Président-Directeur Général de Jean-Bernard Lévy prendra fin en mars 2023. Son mandat d'administrateur prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022.

(2) AG 2025 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2024.

(3) AG 2023 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022.

■ *Membre du Comité*

P *Président du Comité*

(6) *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 2022, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES

Jean-Bernard LEVY, 66 ans

Fonction exercée dans la Société
Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 [1]

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014

Dernier renouvellement
16 mai 2019 [2]

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022 [3]

Autre(s) fonction(s)
Président du Comité de la stratégie

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Ancien élève de l'École polytechnique (promotion 1973) et de Telecom Paris Tech, Jean-Bernard Lévy a débuté à France Télécom en 1979 comme ingénieur de travaux à la Direction d'Angers. En 1982, il devient responsable de la gestion des cadres supérieurs et des budgets de personnel au siège, puis adjoint au chef du service du personnel. En 1986, il est nommé conseiller technique au cabinet de Gérard Longuet, ministre délégué aux postes et télécommunications. De 1988 à 1993, Jean-Bernard Lévy dirige l'activité Satellites de télécommunications de Matra Espace qui devient Matra Marconi Space. De 1993 à 1994, il dirige le cabinet de Gérard Longuet, ministre de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce extérieur. Il est nommé en 1995 Président-Directeur Général de Matra Communication. En 1998, il rejoint Oddo et C[ie] comme Directeur Général puis Associé-gérant. À l'été 2002, Jean-Bernard Lévy rejoint Vivendi. Il en est le Directeur Général jusqu'en avril 2005, et en devient le Président du Directoire en avril 2005, jusqu'à juin 2012. De décembre 2012 à novembre 2014, il est le Président-Directeur Général du groupe de défense et d'aérospatiale Thales. Jean-Bernard Lévy est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 27 novembre 2014.

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	C
Administrateur	Edison	Italie	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Administrateur	EDF Renouvelables	France	G
Président du Conseil d'administration	Fondation groupe EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G
Censeur	Société Générale	France	C
Administrateur et Président du Comité de gouvernance, des nominations et du développement durable	Faurecia	France	C
Président et administrateur en tant que représentant d'Électricité de France	Conseil français de l'Énergie	France	
Président	Eurelectric	France	
Président	FIPA – Fondation Innovations pour les Apprentissages	France	
Président	Fondation Usine Extraordinaire	France	
Administrateur	AX – Association des anciens élèves et diplômés de l'École polytechnique	France	
Administrateur	Cercle de l'industrie	France	
Administrateur	Paris Europlace	France	
Administrateur	France Industrie	France	
Administrateur	Global Sustainable Electricity Partnership	Canada	
Censeur	Fondation Jean-Jacques Laffont – Toulouse School of Economics	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de Société Générale
- Membre, Représentant Électricité de France du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire

À l'étranger

- Vice-président du Conseil d'administration d'Eurelectric
- Président du Conseil d'administration d'EDF Energy Holdings

(1) Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

(2) Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par intérim à compter du 16 mai 2019, par décision ministérielle du 16 mai 2019. Il a été a été nommé Président Directeur Général de la Société par décret du président de la République du 22 mai 2019.

(3) Le mandat de Président-Directeur Général de Jean-Bernard Lévy prendra fin en mars 2023. Son mandat d'administrateur prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022.

G : société du groupe EDF – C : société cotée

VÉRONIQUE BEDAGUE-HAMILIUS, 58 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil
18 décembre 2019

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris, de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et ancienne élève de l'École nationale d'administration, Véronique Bédague-Hamilius est Directrice générale de Nexity depuis le 19 mai 2021.Elle a rejoint le groupe Nexity en 2017 en tant que Secrétaire Générale et membre du Comité exécutif. Elle était précédemment Directrice générale déléguée de Nexity (non-mandataire social) chargée du pôle « Client Entreprise et Collectivité » depuis 2019, puis du Client institutionnel depuis juillet 2020. Elle est également Présidente de Nexity Entreprise depuis novembre 2021. Elle était auparavant Présidente-directrice générale de Nexity Immobilier d'Entreprise depuis mars 2018. Avant de rejoindre le groupe Nexity, Véronique Bédague-Hamilius a mené une carrière de haut fonctionnaire. Elle a notamment été économiste au Fonds monétaire international à Washington entre 1994 et 1997, conseillère du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Laurent Fabius de 2000 à 2002, Directrice des finances de la Ville de Paris de 2002 à 2007, Secrétaire Générale de la Ville de Paris sous Bertrand Delanoë de 2008 à 2014 et Directrice de cabinet du Premier ministre, Manuel Valls, de 2014 à 2016.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice générale groupe Nexity

Mandat/Fonction [1]	Dénomination	Pays
Directrice générale	Nexity	France
Présidente du Conseil d'administration	Nexity Immobilier d'Entreprise	France
Présidente	Nexity Logement	France
Directrice Générale Déléguée	Villes et Projets	France
Présidente	SIG 30 Participations	France
Directrice Générale Déléguée	VP PARTICIPATIONS	France
Administratrice	Edouard Denis Developpement	France
Membre du Conseil de surveillance	Aegide	France
Membre du Conseil d'administration	FSIF – Fédération des Sociétés Immobilières et Foncières	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Directrice Générale de Nexity Property Management
- Présidente du Conseil d'administration de Nexity Property Management
- Directrice Générale de Nexity Immobilier d'Entreprise
- Présidente de Neximmo 78
- Directrice Générale de SIG 30 Participations
- Administratrice de la Fondation d'entreprise Nexity
- Membre du Comité stratégique de Bureaux à Partager

(1) Mme Bédague-Hamilius exerce par ailleurs, divers mandats au sein du groupe Nexity en qualité de représentant légal d'entités du groupe Nexity. Elle est représentant légal de : Villes et Projets dans la société SNC Aménagement Charras ; SIG 30 Participations dans les sociétés Sari investissements, SAS Eco-Campus A Chatillon, Aqueduc, SAS Bagneux Briand, SAS Bagneux Victor Hugo, et dans diverses sociétés supports de programmes ayant la forme de sociétés par actions simplifiée, sociétés civiles ou sociétés en nom collectif

NATHALIE COLLIN, 57 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
Assemblée générale ordinaire du 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 d'audit

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et fiscalité de l'université Panthéon-Assas Paris 2 et diplômée de l'ESSEC, Nathalie Collin a été consultante au cabinet Arthur Andersen de 1987 à 1990 puis de 1992 à 1993. Nommée Directrice financière de la Cité mondiale des vins et spiritueux de 1990 à 1992, elle 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. Co-Présidente du Directoire de Libération de 2009 à 2011, puis Directrice générale du groupe Le Nouvel Observateur de 2011 à 2014, elle rejoint le groupe La Poste en 2014, où elle occupe des fonctions de Directrice générale adjointe en charge du Numérique et de la Communication, avant d'être nommée Directrice - générale de la branche grand public et numérique du groupe en mars 2021. Nathalie Collin a été membre du Conseil économique social et environnemental et du Conseil national du numérique jusqu'en 2021. Elle est administratrice de Geopost et d'EDF depuis juillet 2021.

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

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de La Banque Postale
- Administratrice de la SNCF

BRUNO CREMEL, 56 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
16 mai 2019

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Centralien, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA (Inspection générales 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	Sendinblue	France
Administrateur	Made.com	Royaume-Uni
Administrateur	M-Files	Finlande
Membre du Conseil de surveillance	Exporo	Allemagne
Administrateur	Studocu	Pays-bas

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Néant

François DELATTRE, 58 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil
28 juin 2019

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 la stratégie

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômé de l'IEP de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), François Delattre débute sa carrière en 1989 en tant que deuxième Secrétaire d'ambassade en Allemagne. Après avoir passé deux ans au sein de la Direction des Affaires stratégiques et du désarmement du Quai d'Orsay de 1991 à 1993, il devient conseiller en défense et sécurité européenne et transatlantique au sein du cabinet du ministre des Affaires étrangères Alain Juppé en 1993, avant d'être en charge de ces dossiers au sein de l'équipe diplomatique du président de la République Jacques Chirac de 1995 à 1998. Il devient chef du service de presse et de communication de l'Ambassade de France à Washington en 1998, puis Directeur Adjoint du cabinet du ministre des Affaires étrangères Dominique de Villepin en 2002 et Consul général à New York en 2004. Ambassadeur de France au Canada de 2008 à 2011, puis aux États-Unis de 2011 à 2014, il est nommé Représentant permanent de la France auprès de l'Organisation des Nations unies en septembre 2014. Il est Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères depuis le 1er juillet 2019.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Orano	France
Administrateur	Agence nationale des titres sécurisés	France
Administrateur	Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art	France
Administrateur	École nationale d'administration	France
Administrateur	Institut Français	France
Administrateur	Office français de protection des réfugiés et apatrides	France
Administrateur	Sorbonne Abou Dhabi	France
Administrateur	Institut des Hautes Études de Défense Nationale	France
Membre du Conseil administration	Fondation Nationale des Sciences politiques	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de France Media Monde

GILLES DENOYEL, 67 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

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, membre du Conseil de surveillance de Memo Bank depuis janvier 2018 et de Rothschild & Cie depuis mai 2020.

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	
Membre du Conseil de surveillance	Rothschild & Cie	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Marie-Christine LEPETIT, 60 ans

Fonction exercée dans la Société

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 d'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

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 déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est Chef du service de l'Inspection générale des finances depuis mars 2012, rattachée aujourd'hui au ministre de l'Économie, des finances et de la relance.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie, des finances et de la relance

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre du Comité des risques et du contrôle interne	Fondation des apprentis d'Auteuil	France
Administratrice	Institut d'études politiques de Paris	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Néant

Colette LEWINER, 76 ans

Fonction exercée dans la Société
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

Actions détenues
2 038 (1)

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. Présidente non exécutive de TDF (SAS) de 2010 à 2015, elle est membre de l'Académie des Technologies depuis 2002. Elle est administratrice du groupe Bouygues et des sociétés Getlink et CGG.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administratrice professionnelle

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	Bouygues	France	C
Administratrice	Getlink (ex Eurotunnel)	France	C
Administratrice	CGG	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice d'Ingenico
- Administratrice de Nexans

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Claire PEDINI, 56 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
12 mai 2016

Date de renouvellement
7 mai 2020

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et membre du Comité des rémunérations et de la gouvernance

Actions détenues
0

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. Depuis juin 2010, elle est Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines pour le Groupe Saint-Gobain. Elle est Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation Digitale depuis janvier 2019.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation digitale 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

En France

- Néant

PHILIPPE PETITCOLIN, 69 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
16 mai 2019

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de la stratégie et membre du Comité d'audit

Actions détenues
10

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 Directeur 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. Il est aujourd'hui Président du Conseil d'administration de KNDS, administrateur de Pernod Ricard et membre du Conseil de surveillance de Diot-Siaci.

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	
Administrateur	Pernod Ricard	France	C
Membre du Conseil de surveillance	Diot Siaci	France	

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.

Michele ROUSSEAU, 64 ans

Fonction exercée dans la Société
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

Actions détenues
0

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. Michèle Rousseau est Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières depuis 2017 et administratrice de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR).

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Présidente du Conseil d'administration du Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Présidente du Conseil d'administration	Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM	France
Administratrice	Agence Nationale de la Recherche (ANR)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA)

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Martin VIAL, 68 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil
9 septembre 2015

Dernier renouvellement
21 novembre 2018

Échéance du mandat en cours
20 novembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et de l'École nationale supérieure des postes et télécommunications, Martin Vial a débuté sa carrière en tant qu'administrateur des PTT à la Direction Financière de la Direction Générale des Postes. Il rejoint, en 1986, la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances. De 1988 à 1993, il est successivement Conseiller technique, Directeur Adjoint puis Directeur des Cabinets du ministre des Postes et Télécommunications et de l'Espace, du ministre de l'Équipement, du Logement, des Transports et de l'Espace, et enfin du ministre des PTT. En 1993, Martin Vial est nommé Président-Directeur Général de l'Aérospostale, compagnie aérienne filiale commune d'Air France, de la Poste et de TAT, et il est élu Président de la Chambre Syndicale du Transport Aérien et de la Fédération Nationale de l'Aviation Marchande. Fin 1997, il devient Directeur Général du groupe La Poste. En septembre 2000, il est nommé Président du Groupe La Poste et parallèlement Vice-président de la Caisse Nationale de Prévoyance (CNP). Martin Vial rejoint la Cour des Comptes en septembre 2002 en qualité de conseiller-maître. De 2003 à 2014, il est Directeur Général du groupe Europ Assistance, leader mondial du marché de l'assistance et Directeur Général et administrateur de Europ Assistance Holding. Il assure également la présidence de plusieurs Conseils d'administration des sociétés du groupe Europ Assistance. En janvier 2015, il fonde la société Premium Care, société d'assistance aux personnes âgées. Commissaire aux Participations de l'État depuis août 2015, Martin Vial est administrateur de Renault, Bpifrance et Air France.

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	Air France KLM	France	C
Administrateur	Bpifrance	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de Thales

G : société du groupe EDF – C : société cotée

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Claire BORDENAVE, 59 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômée de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et titulaire d'un master 2 de l'Institut national des sciences et techniques nucléaires, Claire Bordenave a débuté sa carrière dans les Industries Électriques et Gazières à la Direction Économique et Commerciale de Gaz de France en 1988 en tant qu'ingénieur d'affaires. Elle a été responsable du développement de projets et de négociation en France et à l'international, ainsi que d'études stratégiques et économiques. Elle est actuellement chargée d'études à la Direction Stratégie Groupe d'EDF, membre du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2011 et du Conseil économique social et environnemental depuis 2018. Claire Bordenave est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Analyste Senior à la Direction Stratégie Groupe d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Conseillère	Conseil économique social et environnemental (CESE)	France
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Présidente de la commission Environnement & Transition Énergétique du Conseil économique social et environnement de la Région Île-de France
- Administratrice de la CNIEG

KARINE GRANGER, 54 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés
Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019
Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023
Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie
Actions détenues
25
Nationalité
Française

Diplômée de l'institut universitaire de technologie du Creusot, Karine Granger a débuté son parcours professionnel en 1987 au laboratoire optronique et aéronautique de SAT SAGEM, puis a poursuivi son expérience professionnelle dans le groupe GEC ALSTOM avant d'intégrer EDF en 1992 au Centre d'Ingénierie Thermique. En 2004, elle est détachée auprès d'EDISON pour la réalisation d'un cycle combiné Gaz en Calabre. De retour en France, elle est en charge de l'estimation de coûts des investissements au Centre d'Ingénierie Hydraulique. À cet effet, elle met en place et anime un réseau d'estimateurs au sein de la Division Production Ingénierie toutes filières confondues. En 2014, elle est nommée Directrice Générale d'EDF Cameroun dans le cadre d'un partenariat public-privé pour le développement d'un projet hydraulique de 420 MW. Elle est nommée par le Premier ministre en tant que Conseillère du Commerce Extérieur pour la France au Cameroun en 2016. De retour en France, Karine Granger devient Conseillère Énergie à la FNME CGT en charge des questions industrielles. En 2020, elle a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Elle est par ailleurs membre du Conseil supérieur de l'énergie et du Conseil économique, social et environnemental régional (CESER) Auvergne-Rhône-Alpes. Karine Granger est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargée de mission Contrôle de Gestion Opérationnel EDF Hydro

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France
Conseillère	CESER Auvergne-Rhône-Alpes	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Sandrine LHENRY, 47 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés
Date de nomination au Conseil
28 juillet 2021
Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023
Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité de responsabilité d'entreprise
Actions détenues
34
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. Elle est actuellement chargée de missions RSE à la Direction de la Communication & RSE d'Enedis. Sandrine Lhenry est parrainée par FO.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

Chargée de missions, pôle RSE, Enedis.

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Membre suppléante du Conseil Supérieur de l'énergie

Jean-Paul RIGNAC, 59 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
1er novembre 2007

Dernier renouvellement
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Titulaire d'un doctorat de l'Institut national polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie, Jean-Paul Rignac a rejoint EDF en 1991. Il a occupé la fonction de Secrétaire du Comité Mixte à la Production d'EDF Recherche & Développement durant cinq années. Il est ingénieur-chercheur à la Direction Recherche & Développement d'EDF (EDF Lab Renardières) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique autour du chauffage/climatisation/qualité d'air dans les bâtiments industriels et des salles propres. Jean-Paul Rignac est parrainé par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

VINCENT RODET, 56 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de la stratégie, du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues
289 (1)

Nationalité
Française

Titulaire d'un DESS de sociologie des organisations de l'Université Lyon II, Vincent Rodet a débuté sa carrière en 1987 comme informaticien aux mouvements d'énergies (RTE), puis intègre en 1995 le pôle Consultance du service, à l'époque mutualisé, prestant pour EDF et Gaz de France. Il est de 2007 à 2014 Délégué Syndical Central CFDT EDF et coordinateur CFDT groupe EDF. Il siège, à ce titre, au Comité Groupe France et au Comité Européen. De 2014 à 2018 il pilote la délégation CFDT en responsabilité sur le dialogue social de branche des Industries Électriques et Gazières. Membre du Comité Stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN) en 2018, il participe aux travaux autour de la reconsolidation de la filière nucléaire et suit plus largement le processus de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour la CFDT. En 2020, il a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Vincent Rodet est parrainé par la CFDT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Manager opérateurs RH, Missions particulières au sein de l'Unité de Professionnalisation et de Performances industrielles (UPI)

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Comité stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN)	France
Administrateur	Conseil d'administration de la Caisse Centrale d'Activité Sociales (CCAS)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Christian TAXIL, 46 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014

Dernier renouvellement
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie

Actions détenues
1 437

Nationalité
Française

Diplômé de l'Executive MBA de l'ESCP Europe et ancien élève de l'École des mines de Douai, Christian Taxil a débuté sa carrière en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans des fonctions de management clientèle collectivités locales et concessionnaire. De 2004 à 2008, il est en charge du dialogue social de la branche des Industries Électriques et Gazières au sein de l'équipe dirigeante de la Fédération CFE-CGC Énergies. En 2008, il intègre la Direction de l'Audit du groupe EDF avant d'être élu, de juin 2009 à septembre 2014, Secrétaire Général de la Fédération CFE-CGC Énergies. Il est actuellement Responsable Grands Comptes au sein de la Direction Commerce et Marketing de Dalkia. En 2018, Christian Taxil a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Christian Taxil est parrainé par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Responsable Grands Comptes à la Direction Commerce & Marketing de Dalkia

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Élu du Bureau du Syndicat mixte d'électricité, de gaz et de télécommunication du Val d'Oise (SMDEGTVO)

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur https://www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/gouvernance/conseil-dadministration 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 (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

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. En application de ces dispositions statutaires, l'Assemblée générale des actionnaires réunie le 6 mai 2021 a renouvelé les mandats d'administrateur de Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner, Michèle Rousseau et François Delattre pour une durée de 4 années, (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires 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 de Grande Instance rendue en la forme d'un référé 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, le Président est nommé après avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. Le mandat de Président-Directeur Général de Jean-Bernard Lévy a été renouvelé, au terme de ce processus, par décret du 22 mai 2019.

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. En application de ce texte, Jean-Bernard Lévy a été nommé, par décision ministérielle du 16 mai 2019, Président-Directeur Général de la Société par intérim à compter du 16 mai 2019 et jusqu'au 22 mai 2019.

Sous réserve des dispositions légales particulières 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. 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.

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 en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité et la raison d'être adoptée par la Société en 2020 (voir les sections 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 »), 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 délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur le budget annuel, le plan à moyen terme, toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société, le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre par la Société ou le Groupe pour respecter les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »), la stratégie du Groupe en matière de cycle du combustible nucléaire, de gaz et d'énergies renouvelables et 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, ainsi que les mesures prises en conséquence. Dans ce cadre, il examine en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur la stratégie du Groupe, ses activités et ses actifs.

Le Conseil 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, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »). Il délibère annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale, en application des dispositions de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce, et il définit les orientations stratégiques de la Société soumises au Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du code du travail.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est compétent, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe, pour autoriser les opérations suivantes, préalablement à leur mise en œuvre :

- les opérations de croissance externe (investissements, fusions et acquisitions), de désinvestissement, de croissance organique, ainsi que les opérations boursières, réalisés par la Société ou l'une de ses filiales, qui représentent une exposition financière globale pour la Société ou le Groupe supérieure à 350 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 150 millions d'euros pour les opérations qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ou du Groupe ;
- les programmes industriels cohérents et indissociables d'investissements ou de travaux sur actifs existants, de la Société et de l'une de ses filiales, de montant supérieur à 350 millions d'euros par programme ;
- les opérations dans le domaine immobilier, réalisées par la Société ou l'une de ses filiales, supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières (emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture) dès lors que leur montant excède 5 milliards d'euros ou la contre-valeur de cette somme en devises ;

- les contrats et marchés (de fournitures, travaux ou services) conclus par la Société, dont le montant, en ce compris le cas échéant leurs avenants successifs, excède 350 millions d'euros, ou est compris entre 200 et 350 millions d'euros si ces contrats correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par la Société ou une de ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information *a posteriori* du Conseil) et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et de quotas de CO_2 ;
- les accords stratégiques à conclure par la Société constituant des engagements fermes et irrévocables de coopération ou de partenariat avec un ou plusieurs partenaires étrangers dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies de la part du Groupe et constituant des enjeux majeurs pour le Groupe.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF et se prononce notamment sur la gestion actif-passif et la stratégie d'allocation des actifs. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »).

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 a estimé jusqu'à aujourd'hui 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 nécessaire 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 d'administration est également débattue régulièrement à l'occasion des *executive sessions* (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »).

Enfin, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance est chargé d'examiner et de donner son avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et d'en rendre compte au Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.5 « 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.

Le tableau ci-après rappelle les critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF :

Critères d'indépendance
Critère 1 : Salarié ou mandataire social au cours des cinq années précédentes Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société, salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur d'une société que la Société consolide, ou salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.
Critère 2 : Mandats croisés Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de 5 ans) détient un mandat d'administrateur.
Critère 3 : Relations d'affaires significatives Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil significatif de la Société ou de son Groupe, ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité. L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation explicités dans le rapport annuel.
Critère 4 : Lien familial Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.
Critère 5 : Commissaire aux comptes Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des 5 années précédentes.
Critère 6 : Durée de mandat supérieure à 12 ans Ne pas être administrateur de la Société depuis plus de 12 ans, la perte de la qualité d'administrateur indépendant intervient à la date des douze ans.
Critère 7 : Rémunération variable ou liée à la performance Ne pas percevoir de rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.
Critère 8 : Actionnaire important Un administrateur représentant un actionnaire important de la Société ou sa société mère peut être considéré comme indépendant dès lors que cet actionnaire ne participe pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10 % en capital ou en droits de vote, le Conseil s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

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 9 février 2021, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance (voir la section 4.2.3 « Les Comités du Conseil d'administration ») 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 17 février 2021, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mesdames Lewiner et Pedini, de Messieurs Crémel et Petitcolin, et de Mme Parisot dont le mandat a pris fin le 6 mai 2021.

Le Conseil d'administration réuni le 15 juin 2021 a examiné la situation individuelle de Nathalie Collin, dont la nomination en qualité d'administratrice était soumise à l'Assemblée générale convoquée le 22 juillet 2021, au regard des critères d'indépendance prévus par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a constaté qu'elle pouvait être qualifiée d'administratrice indépendante.

Lors de sa réunion du 8 février 2022, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF.

Le Comité a constaté que M. Jean-Bernard Lévy, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, ne peut être qualifié d'indépendant (critère n° 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 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 majoritaire 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 Mesdames Collin, Lewiner et Pedini et de Messieurs Crémel et 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 la Société 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 2021), 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 Mesdames Collin, Lewiner et Pedini et Messieurs 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 qu'EDF ne peut être considéré 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 17 février 2022, à l'évaluation de la situation individuelle de Mesdames Collin, Lewiner et Pedini et de Messieurs Crémel et 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 de gouvernement d'entreprise 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.*

4.2.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

Conformément aux dispositions du Code AFEP-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 consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise 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.

Évaluation externe 2020

La dernière évaluation externe a été réalisée en 2020 par un conseil indépendant sous le pilotage du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs, réalisés sur la base d'un questionnaire et d'un guide d'entretien élaborés par le conseil indépendant, en lien avec la Présidente du Comité. Une évaluation de la contribution individuelle des administrateurs aux travaux du Conseil a en outre été menée et a donné lieu à des restitutions individuelles et confidentielles réalisées par le consultant indépendant auprès de chacun des administrateurs.

Les conclusions de cette évaluation ont été examinées par le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance puis présentées au Conseil en décembre 2020.

L'évaluation externe 2020 a notamment révélé que les administrateurs estimaient que :

- la qualité des travaux du Conseil et de ses Comités avait continué de s'améliorer au cours des dernières années ;
- le Conseil était jugé professionnel et investi par ses membres ;
- la qualité de l'ensemble des administrateurs et la diversité d'opinions représentées étaient appréciées ;
- la dynamique d'échanges, s'appuyant notamment sur l'engagement des membres, était jugée constructive et enfin ;
- le fonctionnement et l'organisation des travaux du Conseil et des Comités étaient rigoureux et adaptés à la complexité de la Société.

Parmi les pistes d'améliorations identifiées figuraient notamment le souhait des administrateurs :

- de prioriser les travaux du Conseil, en poursuivant la réflexion sur une sélection des sujets abordés ;
- de mieux contribuer au suivi des grands risques opérationnels du Groupe, et
- de renforcer encore la contribution du Conseil et des Comités sur les sujets structurants, notamment grâce à un renforcement des compétences du Conseil dans les domaines de la Direction Générale de grandes entreprises, dans le secteur de l'énergie et éventuellement à l'international.

Évaluation annuelle 2021

L'évaluation annuelle 2021 a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire complété de façon anonyme par les administrateurs, comportant à la fois des questions fermées, permettant d'établir un suivi statistique des réponses, et des questions ouvertes, permettant aux administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations qualitatives, des propositions d'évolution et de faire part de leurs attentes pour l'exercice 2022. Les conclusions de cette évaluation ont été examinées lors d'une réunion du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance le 25 novembre 2021 et présentées au Conseil le 15 décembre 2021.

Il ressort notamment des résultats de l'évaluation 2021 les points suivants :

- le fonctionnement général du Conseil (nombre de séances, mise à disposition et qualité des dossiers, programme de travail, niveau général d'information) est jugé satisfaisant, tout comme la qualité des débats et la dynamique des échanges au sein du Conseil, que certains estiment en amélioration,
- les administrateurs estiment que la qualité des travaux menés par les Comités du Conseil et les compte rendu qui en sont faits contribuent efficacement à la prise de décision en Conseil,
- le séminaire stratégique 2021 et son programme ont été unanimement salué,
- l'équilibre des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil, tel qu'organisé par le règlement intérieur, est jugé équilibré et adapté par les administrateurs,
- le renforcement des compétences du Conseil en 2021, notamment dans les domaines de la Direction Générale de grandes entreprises en 2021, a été salué ; et les administrateurs considèrent que les nominations intervenues ces dernières années ont enrichi les échanges et accru la dynamique du Conseil.

Parmi les pistes d'améliorations identifiées figurent notamment le renforcement du suivi des décisions prises par le Conseil et des grands risques opérationnels. En plus de ces deux thèmes, les administrateurs ont placé la stratégie, le suivi de la performance et de la création de valeur, ainsi que le suivi de la situation et de la trajectoire financières parmi les thèmes prioritaires pour 2022. Enfin, certains administrateurs ont réitéré leur souhait de voir nommés des administrateurs étrangers au sein du Conseil.

4.2.2.7 Information et formation des administrateurs - Digitalisation

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, 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.

Enfin, chaque administrateur peut bénéficier d'une formation complémentaire sur les spécificités de la Société et du Groupe, leurs métiers et leur secteur d'activité, 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 peuvent également être organisées, de même que toutes formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

Le Conseil d'administration s'est doté, depuis 2016, d'une plateforme digitale qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée des dossiers du Conseil et des Comités. Le Conseil a également recours à un système de vis-conférence sécurisé pour ses réunions lorsque celles-ci se tiennent à distance.

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 toute circonstance 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 et assiduité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

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 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	14*	9*
Taux moyen de présence	95,2 %	96,3 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 50 minutes	3 heures et 27 minutes

** S'ajoute à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée, ainsi que deux ateliers, l'un dédié au climat et l'autre aux enjeux et perspectives du mécanisme d'obligation de capacité.*

Le tableau ci-dessous présente les taux de présence individuels des administrateurs au cours de l'exercice 2021 au Conseil et dans les Comités :

Taux de présence individuel des administrateurs en 2021	Conseil d'administration	Comité d'audit	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de la stratégie	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Jean-Bernard Lévy	100 %			100 %		
Véronique Bédague-Hamilius	64 %				50 %	
Claire Bomparin	100 %				50 %	
Jacky Chorin	100 %	100 %		100 %	100 %	
Nathalie Collin [1]	100 %	100 %				
Bruno Cremel	93 %	100 %				
François Delattre	86 %			100 %		
Gilles Denoyel	100 %		100 %			
Xavier Girre	93 %		100 %	100 %		100 %
Marie-Christine Lepetit	100 %	100 %	100 %			
Séverine Lhenry [2]	100 %	100 %		100 %	100 %	
Colette Lewiner [3]	100 %	100 %	100 %			100 %
Laurence Parisot [4]	100 %			n.a	50 %	
Claire Pedini	100 %				100 %	100 %
Philippe Petitcolin	93 %	80 %		100 %		
Jean-Paul Rignac	100 %	100 %				
Vincent Rodet	93 %	100 %	100 %	100 %	100 %	
Michèle Rousseau [5]	100 %		100 %		n.a.	
Christian Sautter	93 %	100 %		100 %		
Martin Vial	100 %			100 %		80 %

n.a. : non applicable.

(1) Administrateur dont le mandat a pris fin le 28 juillet 2021.
(2) Administratrice dont le mandat, ainsi que les fonctions au sein du Comité d'audit, ont pris effet le 22 juillet 2021.
(3) Administratrice dont le mandat, ainsi que les fonctions au sein du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité de responsabilité d'entreprise, ont pris effet le 28 juillet 2021.
(4) Administratrice ayant cessé ses fonctions au sein du Comité d'audit à compter du 22 juillet 2021.
(5) Administratrice dont le mandat a pris fin le 6 mai 2021, la première réunion du Comité de la stratégie s'étant tenue le 12 mai 2021.
(6) Membre du Comité de responsabilité d'entreprise depuis le 4 novembre 2021, la dernière réunion du Comité s'étant tenue le 28 octobre 2021.

Activité en 2021

En 2021, le Conseil d'administration a notamment examiné et/ou autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, l'avancement des projets Hinkley Point C, Flamanville 3, Sizewell C et du plan Excell (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »), le dispositif de financement du programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France ainsi que le contrat de commande des groupes turbo-alternateurs pour ce programme, différents projets d'EDF Renouvelables dont la décision finale d'investissement concernant le projet éolien en mer de Courseulles-sur-Mer, la stratégie gaz du Groupe, l'ouverture à un investisseur financier du capital de la société Edison Renewables (voir la section 1.4.5.2.3.1 « Activités de production electrique»), la situation du parc nucléaire anglais et d'EDF Energy Nuclear Generation, la stratégie climat et la trajectoire carbone du groupe EDF, l'adaptation du Groupe au changement climatique en lien avec les principaux risques climatiques physiques, la mobilisation des parties prenantes du Groupe sur le climat et la question de la finance durable, la situation du parc nucléaire français dans la perspective du passage de l'hiver 2021-2022, 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 (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») et la politique en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires, les réponses au Comité social et économique central d'EDF dans le cadre du dialogue entre cette instance et le Conseil d'administration sur les orientations stratégiques de la Société, la mise à jour de la politique de diversité applicable aux administrateurs, la politique de rémunération du Président-Directeur Général et des administrateurs soumise à l'Assemblée générale du 6 mai 2021 en application de l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, le projet de protocole 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 (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire »), l'avancement du projet Nuward (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire »), le projet de cession d'un parc immobilier résidentiel du Groupe, ainsi que le dispositif éthique et conformité du Groupe.

Le Conseil a tenu des réunions extraordinaires consacrées à la remise de l'offre technico-commerciale du Groupe dans le cadre du projet indien Jaitapur (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »), à la proposition d'EDF au Gouvernement pour un programme de nouveaux réacteurs en France et au projet de cession de la participation du Groupe dans CENG (voir la section 1.4.5.3.4.1 « Activités nucléaires aux États-Unis »).

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 2021, le Conseil a débattu des politiques énergie et climat en Europe, de la stratégie d'accélération dans l'éolien en mer, des relais de croissance du Pôle Clients, Services et Territoires et de la stratégie digitale du Groupe.

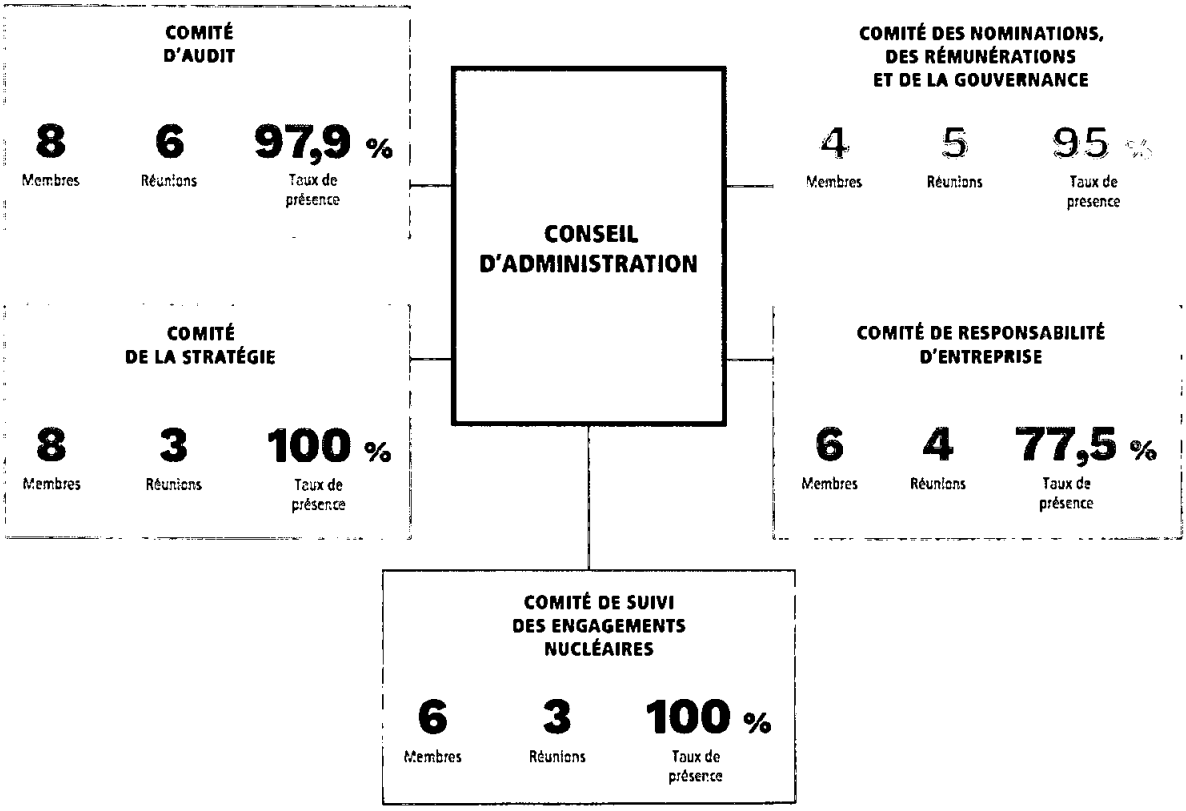
Le Conseil d'administration a également tenu en mai 2021 un atelier dédié aux enjeux et perspectives du mécanisme d'obligation de capacité.

En novembre 2021, un atelier dédié au climat a été organisé, au cours duquel les administrateurs ont réalisé la Fresque du climat (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique »), faisant du Conseil d'administration d'EDF le premier Conseil d'une société française à s'être prêté à l'exercice. Les administrateurs ont également débattu avec deux experts des négociations climatiques du bilan de la COP 26 de Glasgow et des avancées qui ont pu y être enregistrées en vue de concentrer le processus multilatéral et les engagements des pays vers un réchauffement contenu à 1,5 °C au milieu du siècle. Cet atelier a été organisé à l'initiative de la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et Référente Climat du Conseil d'administration, dans le cadre du programme annuel de travail du Conseil sur les enjeux climatiques, défini avant le début de chaque exercice. 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 l'entreprise 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. Dans ce cadre, le Conseil prend en compte les enjeux climatiques dans l'ensemble de ses travaux et dans la définition de la stratégie d'EDF et examine les risques et les opportunités liés au changement climatique, ainsi que les impacts du changement climatique sur le Groupe et ses activités.

Enfin, le règlement intérieur du Conseil prévoit qu'est organisée chaque année une réunion de l'ensemble 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 (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »). Une *executive session* a été organisée au cours de l'exercice 2021. À cette occasion, les administrateurs ont notamment débattu 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 ainsi que des pistes d'amélioration possibles, et enfin du rôle et de la contribution des administrateurs.

4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration

Présentation des Comités (1)



Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, 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.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité. 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 :

- Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- Marie-Christine Lepetit pour le Comité d'audit ;
- 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.

(1) Données relatives à l'exercice 2021, à l'exception de celles concernant la composition des Comités qui sont données à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel.

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 compte rendu 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 2021, les Comités ont tenu un total de 21 réunions. Le taux moyen de présence global dans les Comités s'est élevé à 94,1 %. Les taux moyens de présence par Comité sont précisés aux sections 4.2.3.1 à 4.2.3.5 ci-après.

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 2021 ».

4.2.3.1 Comité d'audit

Composition

Conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Comité d'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 d'audit

Marie-Christine Lepetit	Présidente	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Bruno Crémel	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Nathalie Collin (1)	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Sandrine Lhenry (2)	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Jean-Paul Rignac	Membre	Administrateur élu par les salariés
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés

(1) Mme Nathalie Collin est membre du Comité d'audit depuis le 22 juillet 2021.
(2) Mme Sandrine Lhenry est membre du Comité d'audit depuis le 28 juillet 2021.

Nombre de membres	8
Nombre d'administrateurs indépendants	3
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	75 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

L'article L. 823-19 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 16.1du Code AFEP-MEDEF recommande par ailleurs que l'ensemble des membres du Comité d'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 à l'issue de l'Assemblée générale du 16 mai 2019 avait réexaminé la composition des Comités, compte tenu des évolutions intervenues dans la composition du Conseil. S'agissant du Comité d'audit, le Conseil avait constaté en particulier que Mme Lepetit, dont la reconduction en qualité de Présidente du Comité d'audit était proposée, et M. Crémel, présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit du 22 juillet 2010. Le Conseil avait donc constaté que M. Crémel répondait à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

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 d'audit et constaté que celui-ci présente des compétences en matière financière et comptable. M. Petitcolin répond donc également à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Enfin, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 15 juin 2021 a décidé, sous réserve de sa nomination en qualité d'administratrice par l'Assemblée générale du 22 juillet 2021, de nommer Mme Collin membre du Comité d'audit et a constaté que celle-ci présente des compétences en matière financière ou comptable. Mme Collin répond donc elle aussi à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Missions

Le Comité d'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 823-19 du Code de commerce. En application de ce texte, le Comité d'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. 822-11-2 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) ; dans ce cadre, il s'assure, en lien avec le Comité de responsabilité d'entreprise, de l'existence de dispositifs de contrôle interne et de gestion des principaux risques en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise ;

- l'audit (programme d'audit annuel, 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 ») ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné 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 d'audit ou d'examen limité. Outre les réunions du Comité d'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 2021

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2020 et 2021 :

	2021	2020
Nombre de réunions	6	5
Taux moyen de présence	97,9 %	97,1 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 36 minutes	3 heures et 7 minutes

En 2021, le Comité d'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 2021 et des points essentiels des conclusions de leurs diligences, la proposition d'acompte sur le dividende au titre de 2021, la revue de la valeur des actifs dans la perspective de l'arrêté des comptes 2021, les engagements hors bilan, la mise à jour de la cartographie des risques, les méthodes de suivi et de contrôle des risques et les actions de progrès identifiées, le programme d'audit, la synthèse des audits internes et le suivi des plans d'actions mis en œuvre, 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, la gestion des risques cyber, un bilan des acquisitions et dépréciations comptabilisées sur les actifs contrôlés par le Groupe entre 2008 et le 30 juin 2021, ainsi qu'un retour d'expérience sur l'événement climatique extrême survenu au Texas en février 2021.

Conformément à la procédure approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 3 novembre 2016, le Comité a autorisé en 2021 la fourniture par les Commissaires aux comptes et les membres de leur réseau des 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 2021.

4.2.3.2 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 présent 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
Karine Granger	Membre	Administratrice élue 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
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

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) a été institué par l'article 9 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Il a pour mission de suivre l'évaluation des passifs nucléaires et l'évolution des provisions correspondantes, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, d'examiner les résultats de la gestion des actifs constitués par la Société et de vérifier la conformité de cette gestion aux règles de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés. Il donne un avis au Conseil sur le dispositif de contrôle interne du financement des charges de démantèlement des installations et de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs mentionnées à l'art de L. 594-1 du Code de l'environnement.

Le décret n° 2020-830 du 1er juillet 2020, qui a modifié le décret n° 2007-243 du 23 février 2007, prescrit la mise en place d'une fonction indépendante de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, chargée notamment d'émettre un avis sur l'évaluation des charges nucléaires et leur échéancier prévisionnel, la cohérence des méthodes et données concernant l'évaluation des charges nucléaires et la politique en matière de sécurisation du financement de ces charges. Cette Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires (FCECN) a été créée au sein de la Société et elle est rattachée au Secrétaire Général (voir la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », paragraphe 5B « Maîtrise du traitement des

déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés »). Les avis émis par la FCECN sont transmis à son autorité de rattachement, aux directions exerçant une responsabilité opérationnelle en matière d'évaluation des charges nucléaires, au CSEN et au Conseil d'administration.

Par ailleurs, le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil (1), qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

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.

Activité en 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de présence	100 %	100 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 53 minutes	3 heures et 11 minutes

En 2021, 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, 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 l'évolution de cette allocation stratégique avant sa soumission au Conseil pour approbation, le résultat des travaux sur la mesure de l'empreinte carbone du portefeuille d'actifs dédiés et le risque climatique associé et sur une première approche de prise en compte du risque climatique dans l'étude ALM des actifs dédiés, la lettre d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, le suivi des risques liés aux actifs dédiés, l'avancement de la mise en place de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, la politique d'EDF en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires s'inscrivant dans le cadre du décret n° 2020-830 du 1er juillet 2020 avant sa soumission au Conseil pour approbation, l'état d'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 »).

Les Commissaires aux comptes assistent à toutes les réunions du CSEN.

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 2021.

4.2.3.3 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent 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

Jean-Bernard Lévy	Président	Président-Directeur Général, administrateur nommé par l'Assemblée générale
François Delattre	Membre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Sandrine Lhenry*	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État

* *Mme Sandrine Lhenry est membre du Comité de la stratégie depuis le 28 juillet 2021.*

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, ainsi que la politique en matière de recherche et développement.

Activité en 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de présence*	100 %	96,3 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 30 minutes	3 heures et 13 minutes

* *Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les membres du Conseil pouvant par ailleurs participer aux réunions).*

En 2021, le Comité a examiné en particulier la nouvelle politique santé sécurité du Groupe, le plan stratégique, les enjeux industriels et commerciaux et les résultats et perspectives de Framatome, l'équilibre offre-demande prévisionnel des hivers 2021-2022 et 2022-2023, la stratégie du Groupe en matière de nouveau nucléaire

(1) Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés par le Conseil d'administration le 19 novembre 2019 pour trois ans après avis du CSEN.

à l'international, la stratégie et les actions du groupe EDF en matière d'innovation, l'avancement de CAP 2030, les principales hypothèses du plan moyen terme 2022-2024 et les performances, perspectives et enjeux environnementaux d'EDF Renouvelables.

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 2021.

4.2.3.4 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 présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de responsabilité d'entreprise

Claire Pedini	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Véronique Bédague-Hamilius	Membre	Administratrice nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Claire Bordenave	Membre	Administratrice élue par les salariés
Sandrine Lhenry (1)	Membre	Administratrice élue par les salariés
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Michèle Rousseau (2)	Membre	Administratrice nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

(1) Mme Sandrine Lhenry est membre du Comité depuis le 28 juillet 2021.
(2) Mme Michèle Rousseau est membre du Comité depuis le 4 novembre 2021.

Nombre de membres	6
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 d'entreprise. Il examine la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique. Il s'assure, en lien avec le Comité d'audit, de l'existence de dispositifs d'identification et de gestion des principaux risques dans ces domaines et de la conformité avec les dispositifs légaux et réglementaires.

Dans le cadre de ses missions, il examine notamment les éléments constituant la déclaration de performance extra-financière incluse dans le rapport de gestion en application du Code de commerce, en lien avec le Comité d'audit, le *reporting* annuel éthique et conformité, le rapport annuel du médiateur d'EDF, ainsi que les rapports annuels de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

Le Comité donne son avis au Conseil sur la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes et sur la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes.

Conformément aux meilleures pratiques de place et aux attentes des parties prenantes vis-à-vis de la gouvernance des enjeux climatiques, la Société a renforcé, en 2020, sa gouvernance en matière de climat en désignant une Référente Climat au sein du Conseil d'administration. En complément des missions déjà allouées au Conseil, au Comité de responsabilité d'entreprise et au Comité d'audit en matière suivi des risques et opportunités liés au changement climatique, la fonction de Référente Climat au sein du Conseil d'EDF a été confiée à la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise. En tant que Référente Climat, et en cohérence avec la raison d'être d'EDF, la Présidente du Comité est chargée de :

- veiller, en lien avec le Président du Conseil d'administration et le Référent Climat du Comité exécutif (voir la section 3.1.3 « 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 présentation au Comité de responsabilité d'entreprise par le Référent Climat du Comité exécutif ;
- veiller, en lien avec le Président du Conseil d'administration, 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) (voir les sections 3.1.3.2 « Mise en œuvre des recommandations de la *Task force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) » et 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF ») et rend compte des risques liés au climat.

En novembre 2021, un atelier dédié au climat a été organisé pour le Conseil d'administration à l'initiative de la Référente Climat, dans le cadre du programme annuel de travail du Conseil sur les enjeux climatiques, défini avec le Président-Directeur Général avant le début de chaque exercice (voir la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2021 »). 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 l'entreprise et à renforcer l'implication et l'engagement du Conseil sur l'ensemble des sujets liés au climat.

Le Comité peut soumettre au Conseil d'administration tous avis, propositions et recommandations dans les domaines qui le concernent.

Activité en 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	4	4
Taux moyen de présence	77,5 %	95,8 %
Durée moyenne des séances	1 heure et 45 minutes	2 heures et 23 minutes

En 2021, le Comité a examiné en particulier la déclaration de performance extra-

financière 2020 incluse dans le rapport de gestion 2020, la présentation du Conseil de parties prenantes (voir la section 3.4.1.1.1 « EDF, une pratique du dialogue et de la concertation »), les rapports 2020 de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, les résultats de l'enquête « My EDF group » 2020, le rapport 2020 du Médiateur d'EDF, la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes et le bilan de la mise en œuvre de l'Ambition mixité (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »), la nouvelle politique santé sécurité du Groupe et le bilan annuel santé sécurité, la politique et les actions d'EDF en matière de proximité et de solidarité dans sa relation avec les clients particuliers, les attentes des investisseurs et les actions du groupe EDF en matière de transition juste.

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 2021.

4.2.3.5 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 présent 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
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État

Nombre de membres	4
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

En matière de nominations, le Comité transmet au Conseil 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. 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.

En matière de rémunérations, le Comité examine et donne un avis sur la politique de rémunération des mandataires sociaux visée à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce et 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 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 des actionnaires, 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 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 d'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.

Activité en 2021

	2021	2020
Nombre de réunions	5	4
Taux moyen de présence	95 %	100 %
Durée moyenne des séances	44 minutes	1 heure et 22 minutes

En 2021, le Comité a examiné le plan de succession de l'ensemble des membres du Comité exécutif, la politique de rémunération des mandataires sociaux (Président-Directeur Général et administrateurs) soumise à l'Assemblée générale du 6 mai 2021 en application de l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, les éléments de gouvernance du rapport de gestion 2021, le renouvellement du mandat de quatre administrateurs dans le cadre du renouvellement échelonné du Conseil en vue de l'Assemblée générale du 6 mai 2021 et la proposition de nomination d'une nouvelle administratrice soumise à l'Assemblée générale du 22 juillet 2021 (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévu par le Code AFEP-MEDEF, la politique de rémunération des dirigeants du groupe EDF (bilan 2020 et évolutions 2021), le renforcement des critères RSE dans la rémunération variable des dirigeants, les conclusions du bilan de l'évaluation interne 2021 du Conseil et des Comités, l'Ambition mixité appliquée aux dirigeants du groupe EDF (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »).

En 2021, le Comité a eu recours à un consultant externe spécialisé pour l'assister dans la recherche de candidates susceptibles de succéder à Mme Laurence Parisot dont le mandat a pris fin le 6 mai 2021.

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.

A la date du dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Comité exécutif compte treize 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
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires. Il supervise Edison et les activités gazières
Bruno Bensasson	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables
Béatrice Buffon	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale
Christophe Carval	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe
Veronique Lacour	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Alexandre Perra	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Alain Tranzer	Délégué général à la Qualité Industrielle et aux Compétences Nucléaires
Pierre Todorov	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire

Paul-Marie Dubée assure le Secrétariat du Comité exécutif. Il est Directeur en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales.

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marc Benayoun, 55 ans, 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. 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 et prend 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. 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 supervise les activités de la plate-forme d'achat de gaz du groupe EDF, basée en Italie.

Bruno Bensasson, 49 ans, est diplômé de l'École polytechnique et de l'École des mines de Paris. Il a débuté son activité 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 occupe 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. Il est administrateur de Luminus et d'EDF Trading.

Béatrice Buffon, 47 ans, est diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Elle commence sa carrière comme responsable des financements chez COGETHERM, une filiale d'EDF spécialisée dans le développement de projets de cogénération de gaz. En 2001, elle rejoint SIIF Énergies qui deviendra EDF Renouvelables pour devenir directrice de projet en 2003. De 2007 à 2009, elle assure les fonctions de directrice adjointe de POWEO Énergies Renouvelables. Elle revient chez EDF Renouvelables en 2010 en tant que directrice du développement pour les grands projets photovoltaïques au sol, puis devient en 2011 Directrice du Développement de l'Eolien Offshore France. En 2014, elle devient Directrice Générale Adjointe d'EDF Renouvelables en charge des énergies marines renouvelables et membre du Comité de Direction d'EDF Renouvelables. Elle est Chevalier de l'Ordre national du Mérite. Depuis février 2020, elle est Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale d'EDF.

Christophe Carval, 61 ans, titulaire d'un diplôme d'ingénieur en électricité d'HEI Lille, a rejoint le groupe EDF en 1982. Il a occupé plusieurs postes de *management* d'Unité Départementale, Régionale et Interrégionale dans le métier de la distribution d'électricité et de gaz. Il a été chargé, en 2007, du projet de création puis du *management* de la Direction des Services Partagés du groupe EDF avec des enjeux de forte rationalisation et de professionnalisation. Il occupait depuis 2014, le poste de Directeur Ressources Humaines, Santé Sécurité et de la Transformation d'Enedis où il a notamment porté les projets de simplification de la structure de l'entreprise en 25 Directions Régionales et de refonte de son dispositif de gouvernance. Depuis juillet 2017, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe. Il est également Président du Conseil de surveillance d'Enedis et membre des Conseils de surveillance de RTE, de CTE, de Framatome et d'EDF Energy.

Xavier Girre, 53 ans, est diplômé de HEC, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires, lauréat de l'Institut d'études politiques de Paris (IEP) et ancien élève de l'ENA. Xavier Girre a commencé sa carrière à la Cour des comptes en 1995, avant de rejoindre le groupe Veolia en 1999, où il a passé douze années et a notamment occupé les postes de Directeur des Risques et de l'Audit du groupe Veolia puis Directeur Général Adjoint en charge des finances de Veolia Transport puis de Veolia Propreté. De 2011 à 2015, il a été DGA et Directeur Financier du groupe La Poste puis Président du Directoire de XAnge Private Equity. Xavier Girre a rejoint EDF en 2015 en tant que Directeur Financier pour la France, avant d'être nommé au Comité exécutif d'EDF. Il est également administrateur d'EDF Energy, d'EDF Renouvelables, de Dalkia, d'Edison, Président du Conseil d'administration d'EDF Trading, membre du Conseil de surveillance d'Enedis, Président-Directeur Général de CTE et Président du Conseil de surveillance de RTE. Xavier Girre est, par ailleurs, administrateur et Président du Comité d'audit de la Française des Jeux. Il est également administrateur indépendant de CNIM. Depuis mars 2016, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière.

Véronique Lacour, 57 ans, est titulaire d'un DESS systèmes d'information de l'université Paris I Panthéon Sorbonne. Elle débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle construit une expérience solide dans les systèmes d'information, avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de Thales. De 2007 à 2009, elle en dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines. 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 Directrice de la Démarche de Progrès en 2013 afin de piloter le programme d'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directrice 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. Véronique Lacour a rejoint le Comité exécutif d'EDF le 1er décembre 2016 afin de diriger les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier, de conseil et de services partagés tertiaires et IT. Depuis 2016, elle est Directrice Exécutive Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle.

Cédric Lewandowski, 52 ans, 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. Il est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie de 2017 à 2019. Il est Président du Conseil d'administration d'ES (Électricité de Strasbourg) et gouverneur au *Main Governing Board* de WANO. Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Alexandre Perra, 41 ans, est diplômé de l'Institut d'études politiques (2005) et titulaire d'une maîtrise de lettres modernes. Avant de rejoindre EDF, il avait intégré Thales en 2007, d'abord au département stratégie, avant de prendre en charge la Communication Internationale du Groupe puis la direction des Relations Médias. En 2012, il avait été nommé Directeur Adjoint de la Communication. Il rejoint EDF en novembre 2014 comme Directeur auprès du Président-Directeur Général d'EDF, en charge de la coordination executive et des relations gouvernementales. Il a participé à la définition de la stratégie d'entreprise CAP 2030 mise en œuvre depuis 2015 et s'est impliqué dans les dossiers stratégiques de l'entreprise. En 2017, Alexandre Perra a préparé la stratégie d'EDF dans le domaine du stockage de l'électricité. Il a assuré en 2018 la direction du plan Stockage. En 2017, il a lancé le projet Y, toujours en cours, dispositif visant à mobiliser des salariés de moins de 35 ans pour accélérer la transformation d'EDF. Il est également sponsor de Parlons Énergies, le programme d'intelligence collective du Groupe favorisant le dialogue entre les salariés pour enrichir la stratégie de l'entreprise et de ses entités et filiales. Alexandre Perra est administrateur de la Fondation EDF et membre des Franco-British Young Leaders dont il a rejoint le programme en 2017.Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie.

Simone Rossi, 53 ans, 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 nommée en mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale d'EDF. Depuis le 1er novembre 2017, il est *Chief Executive Officer* d'EDF Energy et Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Pierre Todorov, 63 ans, ancien élève de l'École normale supérieure (Ulm) et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégé de philosophie. Pierre Todorov est auditeur, puis maître des requêtes au Conseil d'État de 1986 à 1990. Il rejoint à cette date le groupe Lagardère, au sein duquel il exerce diverses fonctions dans la branche médias, notamment celle de Directeur Général Adjoint International d'Hachette Filipacchi. En 1997, il est nommé Secrétaire Général du groupe Accor, fonction qu'il exerce jusqu'en 2008. Entre 2008 et 2011, il est associé du cabinet d'avocats Hogan Lovells LLP, puis il rejoint PSA Peugeot Citroën en 2011, en qualité de Secrétaire Général, membre du Comité de Direction Générale. Depuis février 2015, Pierre Todorov est Directeur Exécutif en charge du Secrétariat Général du Groupe.

Alain Tranzer, 55 ans, 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 CO_2, 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. Il est membre du Comité exécutif d'EDF.

Xavier Ursat, 55 ans, diplômé de l'École polytechnique et de télécom Paris. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote notamment 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 et Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Président du Comité Stratégique de Filière Nucléaire (CSFN) et Président 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 gouverneur honoraire du Conseil mondial de l'eau. Depuis mars 2015, Xavier Ursat est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire.

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 de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du code de déontologie boursière d'EDF (voir la section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société »). En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de Fonds Communs de Placement du plan d'épargne entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, peuvent être soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

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 condamnation pour fraude, corruption, d'une faillite, d'une mise sous séquestre, d'une liquidation ou d'un placement sous administration judiciaire.

À l'issue d'une enquête diligentée par l'Autorité des marchés financiers (AMF) en juillet 2016 sur l'information financière d'EDF depuis le 1er juillet 2013, le Collège de l'AMF a notifié des griefs à l'encontre du Président-Directeur Général d'EDF le 5 avril 2019. Jean-Bernard Lévy a été mis hors de cause par une décision, devenue définitive sur ce point, de la Commission des sanctions de l'AMF du 28 juillet 2020 (voir la section 7.1.5 « Litiges »). Michèle Rousseau a par ailleurs été condamnée le 4 septembre 2018 au paiement d'une amende par la Cour de discipline budgétaire et financière pour avoir, en qualité de Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, accordé une aide, jugée irrégulière, à une station d'épuration. À la connaissance d'EDF, aucun autre administrateur n'a fait l'objet d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années.

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'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur 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 et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF

Au 31 décembre 2021, les membres du Conseil d'administration de la Société, dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2021, détenaient un total de 3 833 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par ces administrateurs au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2021 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2021	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2020
Karine Granger	25	25
Colette Lewiner [3]	2 038	1 969
Sandrine Lhenry [3]	34	0
Philippe Petitcolin	10	10
Vincent Rodet [4]	269	2 905
Christian Taxil [3]	1 497	1 360
TOTAL	**3 833**	**6 269**

(3) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).
(4) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Les administrateurs dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2021, non mentionnés dans le tableau ci-dessus, ne détiennent aucune action EDF.

4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un code de déontologie régulièrement mis à jour.

En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant lesquelles toute personne ayant un accès permanent ou ponctuel à des informations privilégiées, y compris les tiers agissant au nom ou pour le compte du Groupe, et, s'agissant plus spécifiquement des périodes de *black-out*, toutes les personnes exerçant des fonctions dirigeantes au sein du Groupe, doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés.

Le code de déontologie rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants, les responsables de haut niveau ainsi que les personnes qui leur sont étroitement liées de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations qu'ils effectuent pour leur propre compte sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés. En effet, selon les termes de l'article 19 du règlement MAR, précisés par l'article 223-22 A du règlement général de l'AMF, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la Société à l'AMF et à la Société dans un délai de trois jours ouvrés suivant leur réalisation, lorsque le montant cumulé de ces opérations excède la somme de 20 000 euros au titre de l'année civile en cours.

Conformément aux dispositions du règlement général de l'AMF [1], le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées [2] au cours du dernier exercice.

Vincent Rodet a déclaré à l'AMF et à la Société la cession de 2 396,75 parts du fonds actions EDF du Plan d'Epargne Groupe réalisée au cours de l'exercice 2021, pour un montant total de 32 135,61 euros. Aucune autre opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2021 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux - Politique de rémunération

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 2020 et 2021 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 (voir la section 4.6.2 pour le Président-Directeur Général et la section 4.6.3 pour les administrateurs). Les tableaux figurant aux sections 4.6.2 et 4.6.3 ont été établis selon le format préconisé par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.

En application de l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, cette section présente également la politique de rémunération des mandataires sociaux établie par le Conseil d'administration (voir la section 4.6.1 ci-après), qui sera soumise à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 12 mai 2022.

(1) Article 223-26 du règlement général de l'AMF.
(2) Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.

4.6.1 Politique de rémunération

Conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, la politique de rémunération des mandataires sociaux est établie par le Conseil d'administration.

En application des articles L. 22-10-16 et L. 22-10-17 du Code de commerce, 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 section 4.2.3.5 « 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° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, qui a modifié le décret du 9 août 1953 et plafonne sa rémunération à 450 000 euros bruts.

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance donne également son avis au Conseil sur les règles et modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale des actionnaires en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

Lors de l'Assemblée générale du 6 mai 2021, les cinq résolutions portant sur la rémunération et la politique de rémunération des mandataires sociaux d'EDF (de la 7e à la 11e résolutions) ont été adoptées à une très large majorité, puisqu'elles ont toutes recueilli plus de 99,9 % de voix favorables.

4.6.1.1 Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2022, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2022 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-après concernant le Président-Directeur Général :

Éléments de la rémunération	Montants verses au cours de l'exercice 2021	Montants attribues au titre de l'exercice 2021	Politique au titre de l'exercice 2022
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil réuni le 17 février 2022 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2022. Cette rémunération fixe annuelle, qui correspond au plafond prévu par le décret du 9 août 1953, demeure inchangée depuis la nomination de M. Lévy en qualité de Président-Directeur Général d'EDF en 2014.
Rémunération variable	néant	néant	Néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	Néant
Possibilité de report ou de restitution de la rémunération variable	n.a.	n.a.	n.a.
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	Néant
Options d'actions, actions de performance ou tout autre avantage de long terme	néant	néant	Néant
Rémunération à raison du mandat d'administrateur	n.a.	n.a.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.
Avantages de toute nature	3 660	3 660	Avantage correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction que le Conseil a décidé de maintenir au titre de l'exercice 2022.
Indemnité de prise de fonction	néant	néant	Néant
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	néant	néant	Néant
Clause de non-concurrence	néant	néant	Néant
Retraite supplémentaire	néant	néant	Néant
Rémunérations versées ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	néant	néant	Néant

n.a. : non applicable

La rémunération du Président-Directeur Général étant fixée au montant du plafond fixé par le décret du 9 août 1953 et n'incluant pas de part variable, sa détermination ne repose pas sur des critères liés aux performances de la Société.

Ratios d'équité [1] et évolution des rémunérations 2017-2021

Conformément à l'article L. 22-10-9 du Code de commerce, 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 dirigeant mandataire social, le 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 dirigeant mandataire social, le Président-Directeur-Général), ainsi que l'évolution organique de l'EBITDA Groupe sur la même période.

	2021	2020	2019	2018	2017
Rémunération du Président-Directeur Général [1]	453 660	453 660	453 660	452 868	452 868
Évolution de la rémunération du Président-Directeur Général [2]	0 %	0 %	0,2 %	0 %	0 %
Ratio d'équité/Rémunération moyenne [3]	6,6	6,6	6,8	7,1	7,1
Ratio d'équité/Rémunération médiane [3]	7,2	7,2	7,4	7,7	7,9
Évolution du salaire moyen [2][4]	- 0,2 %	+ 2,87 %	+ 3,66 %	+ 0,98 %	+ 1,43 %
Évolution du salaire médian [2][4]	- 0,1 %	+ 3,54 %	+ 4,16 %	+ 1,81 %	+ 2,07 %
Évolution organique de l'EBITDA Groupe [2]	+ 11,3 %	- 2,70 %	+ 8,40 %	+ 11,30 %	- 14,80 %

(1) La rémunération totale du Président-Directeur Général comprend son salaire fixe et ses avantages en nature.

(2) Évolution constatée en année N par rapport à l'année N-1.

(3) Les salaires 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 du salaire moyen et du salaire médian constatée entre les exercices 2020 et 2021 est due principalement à la prime dite Macron, versée en 2020 et non reconduite en 2021, et à l'évolution à la baisse par rapport à 2020 des montants versés en 2021 en application de l'accord d'intéressement (voir la section 3.3.3.7.2 « Dispositifs de rémunération variable au service de la performance »

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 2021, soit environ 60 000 salariés, ce qui représente la totalité des effectifs d'EDF en France et près de 50 % des effectifs du Groupe en France.

4.6.1.2 Politique de rémunération applicable aux administrateurs

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2022, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2022 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-dessous concernant le montant et la répartition entre les administrateurs des sommes qui leur sont versées au titre de leur mandat en application du premier alinéa de l'article L. 225-45 et de l'article L. 22-10-14 du Code de commerce.

Enveloppe et répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat

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 du 5 janvier 2018 [2] 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.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires une somme fixe annuelle à allouer ensuite aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil et présentées dans la présente politique de rémunération. Le Conseil réuni le 17 février 2022 a décidé de soumettre à l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2022 une enveloppe annuelle de 440 000 euros pour l'exercice 2022.

Les modalités de répartition de cette enveloppe annuelle, applicables depuis l'exercice 2011, ont été réexaminées et confirmées par le Conseil d'administration le 17 février 2022. Le montant total de l'enveloppe 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.

Il n'est prévu de verser aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération aux administrateurs au cours de l'exercice 2022, 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.

(1) Les ratios ont été établis conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.

(2) Les dispositions de l'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, sont applicables depuis le 1er février 2018. Précédemment, l'arrêté du 18 décembre 2014 prévoyait que la rémunération à percevoir par ces administrateurs était versée à hauteur de 30 % aux administrateurs concernés, les 70 % restants étant versés au budget de l'État.

4.6.2 Rémunération globale du Président-Directeur Général

4.6.2.1 Rémunération du Président-Directeur Général

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES AU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL - TABLEAU AMF N° 1 (1)

(en euros)	Exercice 2021	Exercice 2020
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	453 660	453 660
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	**453 660**	**453 660**

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Comme indiqué à la section 4.6.4, 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'attributions gratuites d'actions.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures versées à Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, au cours des exercices 2020 et 2021 ou dues au titre des exercices 2020 et 2021.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL - TABLEAU AMF N° 2 (1)

	Exercice 2021		Exercice 2020	
(en euros)	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
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
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 (2)	3 660	3 660	3 660	3 660
TOTAL	**453 660**	**453 660**	**453 660**	**453 660**

(1) Tableau n° 2 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Cet avantage correspond à la mise à disposition d'une voiture de fonction.

4.6.2.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Rémunération au titre de l'exercice 2021

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 9 février 2021 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2021.

Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 17 février 2021 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2021. La rémunération du Président-Directeur Général comporte également des avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

Rémunération au titre de l'exercice 2022

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2022 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2022.

Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 17 février 2022 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2022. La rémunération du Président-Directeur Général comporte également des avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

4.6.2.3 Autres éléments de rémunération

En 2021, M. Jean-Bernard Lévy n'a pas perçu de rémunération au titre de ses mandats d'administrateur et de Président du Conseil d'administration d'EDF. Il n'a par ailleurs perçu aucune rémunération au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au Président-Directeur Général en 2021, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action n'a été attribuée gratuitement au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune n'est devenue disponible.

M. Jean-Bernard Lévy n'a reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF.

Il ne bénéficie, de la part de la Société, d'aucune indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence et n'a pas de contrat de travail ni de régime de retraite supplémentaire.

TABLEAU DE SYNTHÈSE - CONTRAT DE TRAVAIL, RETRAITE SUPPLÉMENTAIRE, INDEMNITÉS DE DÉPART ET CLAUSE DE NON-CONCURRENCE - TABLEAU AMF N° 11 [1]

Dirigeant mandataire social*	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général	non	non	non	non

* *Tableau n° 11 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.*

4.6.3 Rémunération globale des administrateurs

Rémunérations attribuées et versées aux administrateurs en 2021

L'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 6 mai 2021 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une somme fixe annuelle à allouer aux administrateurs en rémunération de leur mandat de 440 000 euros pour l'exercice 2021.

Les modalités de répartition de cette enveloppe, qui sont examinées annuellement par le Conseil d'administration lors de l'approbation de la politique de rémunération des mandataires sociaux, demeurent inchangées depuis l'exercice 2011 (voir le détail à la section 4.6.1.2 « Politique de rémunération applicable aux administrateurs »).

Les administrateurs élus par les salariés, qui ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur mandat d'administrateur, perçoivent des rémunérations fixes et/ou variables au titre de leurs contrats de travail avec la Société.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée au cours des exercices 2020 et 2021, ni attribuée au titre de ces mêmes exercices aux administrateurs, 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.

Les tableaux ci-dessous font apparaître les montants bruts des rémunérations attribuées au titre des exercices 2020 et 2021 et versées au cours des exercices 2020 et 2021 aux membres du Conseil d'administration au titre de leur mandat, en application des articles L. 225-45 et L. 22-10-14 du Code de commerce.

	Exercice 2021		Exercice 2020	
Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2021	Rémunération attribuée en 2021 [1]	Rémunération versée en 2021 [2]	Rémunération attribuée en 2020 [1]	Rémunération versée en 2020 [2]
Véronique Bédague-Hamilius	31 436	37 857	37 857	10 761
Nathalie Collin [3]	19 205	0	n.a.	n.a.
Bruno Crémel	40 149	40 000	40 000	34 628
François Delattre	35 792	35 000	35 000	28 191
Gilles Denoyel	41 238	40 714	40 714	34 628
Marie-Christine Lepetit	46 139	44 286	44 286	45 745
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Colette Lewiner	46 139	47 143	47 143	51 011
Claire Pedini	43 960	45 000	45 000	44 574
Philippe Petitcolin	39 059	33 571	33 571	28 191
Michèle Rousseau	39 604	38 571	38 571	37 553
Martin Vial	40 149	39 286	39 286	39 309
TOTAL *(en euros)*	**422 870**	**401 428**	**401 428**	**354 591**

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 l'exercice.
(2) Les versements réalisés 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) Administratrice dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2021.

	Exercice 2021		Exercice 2020	
Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2021	Rémunération attribuée en 2021 [1]	Rémunération versée en 2021 [2]	Rémunération attribuée en 2020 [3]	Rémunération versée en 2020 [4]
Laurence Parisot	12 924	35 505	38 571	35 213
TOTAL *(en euros)*	**12 924**	**35 505**	**38 571**	**35 213**

n.a. : non applicable.

(1) Les rémunérations attribuées en 2021 comprennent la part fixe due au titre de 2021, déterminée au prorata de la durée du mandat sur l'exercice 2021, ainsi que la part variable au titre de l'exercice 2021.
(2) Les versements réalisés en 2021 comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice 2020, ainsi que la part fixe due au titre de 2021 déterminée au prorata de la durée du mandat sur l'exercice 2021.
(3) Les rémunérations attribuées au titre d'un exercice comprennent la totalité de la part fixe et de la part variable dues au titre de l'exercice.
(4) Les versements réalisés 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.

4.6.4 Options de souscription 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 [1].

(1) À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.

18,3 Mds€

INVESTISSEMENTS BRUTS OPÉRATIONNELS

~ 94 %

DES INVESTISSEMENTS CONFORMES À LA TRAJECTOIRE DE NEUTRALITÉ CARBONE DU GROUPE

661 M€

DÉPENSES DE R&D



5 PERFORMANCE FINANCIÈRE ET PERSPECTIVES

5.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT 2021 **302**

5.1.1 Chiffres clés 302
5.1.2 Éléments de conjonture 303
5.1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2021 et 2020 309
5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements 316
5.1.5 Gestion et contrôle des risques marchés 319

5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE **325**

5.3 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À L'ARRÊTÉ DES COMPTES **325**

5.4 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉS À FIN FÉVRIER 2022 **326**

5.5 PERSPECTIVES FINANCIÈRES **327**

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2021

5.1.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Impact de la crise sanitaire Covid-19 : (voir la note 1.4.3 « Conséquences de la crise sanitaire Covid-19 » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021).

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation (en %)	Variation organique (en %)
Chiffre d'affaires	84 461	69 031	15 430	22,4	21,6
EBE	18 605	16 174	1 831	11,3	11,3
Résultat d'exploitation	5 225	3 875	1 350	34,8	35,9
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 585	1 293	4 292	331,9	334,3
Résultat net part du Groupe	5 113	650	4 463	686,6	719,1
Résultat net courant [1]	4 717	1 969	2 748	139,6	150,3
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	4 170	1 468	2 702	184	n.a
Cash-flow Groupe [2]	(1 525)	(2 660)	1 135	42,7	n.a
Endettement financier net [3]	42 988	42 290	698	1,6	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 et les investissements relatifs aux projets Hinkley Point C et Linky (voir la section 5.1.3). Le montant 2020 correspond à un montant proforma.

(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 conjonture

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 2021 en base *(€/MWh)*	109,2	137,6	125,7	104,1
Variation 2021/2020 des moyennes en base	+ 239,0 %	+ 247,5 %	+ 223,1 %	+ 226,6 %
Moyenne 2021 en pointe *(€/MWh)*	127,4	161,7	141,5	120,5
Variation 2021/2020 des moyennes en pointe	+ 227,0 %	+ 250,6 %	+ 216,4 %	+ 218,0 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base

En **France**, les prix spot de l'électricité ont augmenté de 77,0 €/MWh par rapport à 2020.

La forte hausse des prix des commodités pendant le second semestre 2021 a entraîné une augmentation importante du coût de production de l'électricité à partir des moyens thermiques à flamme. La hausse de la demande, liée en partie à la reprise économique, notamment aux deuxième et quatrième trimestres, a également contribué à cette tension. Enfin, la production renouvelable en retrait par rapport à 2020 (- 3,8 %, soit - 1,9 TWh) a favorisé cette tendance.

En 2021, la demande française s'est établie à 471 TWh, en hausse de 21,6 TWh par rapport à 2020, soit + 4,8 %, du fait de températures en moyenne inférieures à 2020 et d'un moindre effet de la crise sanitaire. Face à cette demande, la production française a augmenté de 21,1 TWh. Cette hausse s'explique par la hausse des productions nucléaire pour + 25,2 TWh, thermique à flamme pour + 0,8 TWh et solaire pour + 1,3 TWh, tandis que les productions éoliennes et hydrauliques ont diminué respectivement de 3,2 TWh et 3,3 TWh.

Le solde exportateur de la France s'est établi à 44,3 TWh. Malgré une hausse de la consommation, le niveau de production élevé a permis de maintenir un solde exportateur égal à celui de l'an passé. Les flux exportateurs ont augmenté de 7,9 TWh pour atteindre 86,5 TWh. Ils sont en hausse sur l'ensemble des frontières à l'exception de la zone CWE [2] où ils étaient en recul de 4,3 TWh. Les imports se sont élevés à 42,2 TWh, en hausse de 8,0 TWh sur l'ensemble des frontières à l'exception de l'Italie (- 0,03 TWh) et de la Suisse (- 0,3 TWh) où ils étaient en légère baisse.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot moyens de l'électricité ont augmenté de 98,0 €/MWh par rapport à 2020. La hausse a été observée sur l'ensemble de l'année et s'est accentuée à partir de septembre jusqu'à fin décembre. Elle s'explique par la reprise de la demande, une hausse du coût de production des moyens gaz et une production renouvelable en recul dans toute l'Europe de l'ouest.

En **Italie**, les prix spot moyens ont augmenté de 86,8 €/MWh par rapport à 2020. Cette hausse illustre l'impact de la reprise de la demande et de la part importante du gaz dans le mix électrique italien. En effet, les prix du gaz ont été en forte hausse pendant l'année dans un contexte de stocks à des niveaux bas au début de l'hiver en Europe.

En **Belgique**, les prix spot ont augmenté de 72,2 €/MWh rapport à 2020. Cette hausse est également portée par un niveau élevé des prix du gaz, du charbon et du CO_2, une moindre production renouvelable, un hiver froid et une hausse de la demande.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;
Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

(2) Central Western Europe : Europe centrale et de l'Ouest.

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 2022 à terme en base sur l'année 2021 *(€/MWh)*	95,5	96,0	96,9	86,0
Variation 2021/2020 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 112,8 %	+ 98,6 %	+ 97,2 %	+ 111,4 %
Prix à terme du contrat annuel 2022 en base au 31 décembre 2021 *(€/MWh)*	249,54	174,96	169,33	159,96
Moyenne du prix du contrat annuel 2022 à terme en pointe sur l'année 2021 *(€/MWh)*	122,5	110,7	106,4	102,8
Variation 2021/2020 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 111,7 %	+ 102,3 %	+ 92,4 %	+ 98,2 %
Prix à terme du contrat annuel 2022 en pointe au 31 décembre 2021 *(€/MWh)*	330,0 [2]	211,15	198,73	197,93

(1) Dernière cotation de l'année pour le produit Cal+1 base France en date du 29/12/2021.
(2) Dernière cotation de l'année pour le produit Cal+1 peak France en date du 29/12/2021.

Dans toute l'Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe ont été en forte hausse par rapport à 2020. Ces hausses s'expliquent par la hausse des prix des commodités (gaz, charbon et CO_2).

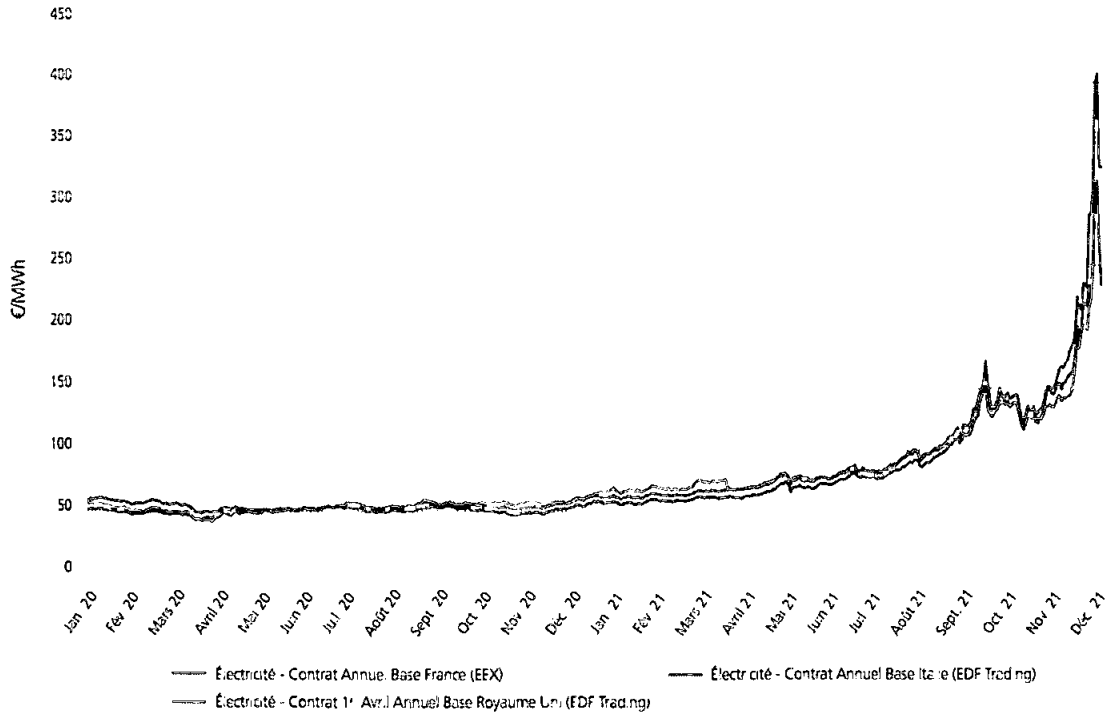
En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 a connu une hausse constante pendant toute l'année, puis il a fortement augmenté en décembre pour s'établir à 256,5 €/MWh en moyenne sur le mois. Cette hausse s'explique notamment par une très forte hausse des prix sur le marché du gaz et, dans une moindre mesure, par les prix du CO_2 et du charbon, notamment au second semestre. Elle s'est accentuée pendant les dernières semaines de décembre en raison de l'anticipation de tensions sur l'équilibre offre demande suite à l'annonce d'indisponibilités de certaines centrales nucléaires. Le prix de l'électricité pour livraison l'année suivante a alors atteint des records avec un plus haut observé à 407,5 €/MWh le 22 décembre.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel April Ahead en base, courant du 1er avril N+1 au 31 mars N+2, a augmenté de 98,6 %. Le prix a connu une augmentation tout au long de l'année et une très forte hausse pendant le mois de décembre suite à l'augmentation du prix des commodités.

En **Italie**, la hausse de + 97,2 % du contrat annuel pour l'année N+1 en base est liée à l'augmentation des prix des commodités. Le prix du CO_2 est resté volatil et a suivi une tendance haussière qui s'est répercutée sur le prix de l'électricité, compte tenu de la part élevée du gaz dans le mix électrique italien.

En **Belgique**, la hausse de 111,4 % par rapport à 2020 du contrat annuel pour l'année N+1 en base a été particulièrement prononcée au quatrième trimestre du fait de la hausse des prix des commodités.

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1) en €/MWh



(1) **France** : cotation EEX de l'année suivante ;
Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;
Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2021 puis avril 2022 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).

5.1.2.1.3 Évolution du prix des quotas d'émission de CO_2 (1)

Le prix du **certificat d'émission** pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 54,0 €/t en 2021 (+ 115,0 % ou + 28,9 €/t vs 2020). Le prix du quota de CO_2 a suivi une tendance fortement haussière pendant toute l'année 2021.

Il a débuté l'année 2021 dans un environnement politique favorable suite à l'annonce en janvier du retour des États-Unis dans l'Accord de Paris. Puis, l'Europe a présenté le 14 juillet son projet de réduction des émissions de gaz à effet de serre à 55 % contre 40 % initialement à horizon 2030. En fin d'année, la proposition du gouvernement allemand sur l'établissement d'un prix minimum du carbone a renforcé la hausse des prix.

Par ailleurs, les températures ont été inférieures aux normales de saison pendant le mois d'avril, ce qui a impliqué une forte sollicitation des moyens thermiques à flamme. Et, à partir du troisième trimestre, l'emballement des prix du gaz dans un contexte de crainte sur le niveau des stocks européens a tiré à la hausse la production issue du charbon.

Enfin, les prix ont évolué au gré des prises de position financières spéculatives qui ont contribué à l'augmentation de la volatilité du quota.

Évolution du prix des quotas de CO_2 en €/t - livraisons en €/t en décembre de l'année N+1 (ICE)



5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles (2)

(PEG Nord – en €/MWhg).	**Charbon** *(US$/t)*	**Pétrole** *(US$/bbl)*	**Gaz naturel** *(€/MWhg)*
Moyenne 2021	94,6	70,9	30,2
Variation 2021/2020 des moyennes annuelles	+ 63,2 %	+ 64,0 %	+ 131,8 %
Plus haut sur l'année 2021	184,0	86,4	140,3
Plus bas sur l'année 2021	64,2	51,1	15,8
Prix au 31 décembre 2021	99,3	77,78	50,0
Prix au 31 décembre 2020	68,85	51,8	16,4

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe pour l'année N+1 a augmenté de + 63,2 % par rapport à 2020. En Chine, les importations et l'augmentation de la production n'ont pas permis de faire face à la hausse de la demande. Puis, l'envolée des prix du gaz a eu pour conséquence de rendre les moyens de production au charbon durablement compétitifs. En Europe, les vagues de froid ont poussé les pays à reconstituer leurs stocks de charbon. Enfin, certains pays producteurs (Colombie, Russie, Afrique du Sud, Australie, Indonésie) ont rencontré des problèmes de production causés par des mouvements sociaux et des conditions météorologiques défavorables.

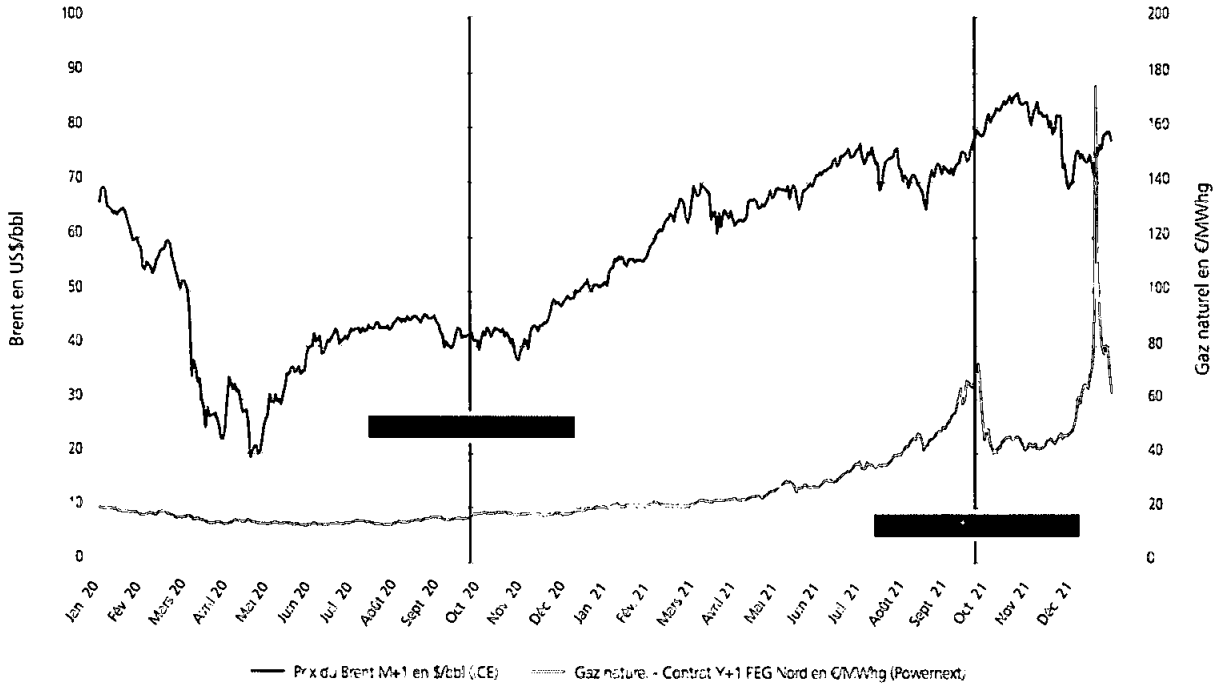
(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020) et de la phase IV (2021-2030).

(2) Charbon : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US$/t).
Pétrole : Brent Dubai de pétrole brut première référence ICE (front month – en US$ bar.l)
Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France.

Le prix du **pétrole** a augmenté de + 64,0 % par rapport à 2020. En effet, la demande mondiale a été en forte hausse, en raison de la reprise économique et de la mise en œuvre des plans de relance aux États-Unis et en Europe. L'ajustement de la production par les pays membres de l'OPEP+ en fonction de la demande mondiale anticipée par l'IEA [1] a permis de limiter la hausse.

Le prix du **contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG a augmenté de + 131,8 %. Les températures plus faibles au printemps ont fait baisser le niveau des stocks en Europe. En Asie, les températures plus extrêmes ont engendré une forte consommation de gaz pour le chauffage et la climatisation. La Chine a importé plus de gaz dans un contexte de tension politiques l'amenant à arrêter les importations de charbon australien. Les incertitudes sur les flux de gaz depuis la Russie *via* l'Ukraine, ou *via* NordStream 2 ont nourri les tensions sur le marché européen. Par ailleurs, la concurrence entre les marchés européens et asiatiques pour attirer les cargos de GNL a contribué à la tendance haussière. Enfin, les annonces du président russe et les tensions géopolitiques à l'est de l'Europe ont fait s'envoler le prix du gaz au début de l'hiver.

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

En 2021, la **consommation d'électricité** a affiché une hausse significative de 21,6 TWh par rapport à celle de 2020, soit + 4,8 %. Elle s'explique principalement par un effet climat (baisse des températures) à hauteur de + 15 TWh et par la reprise économique après la crise sanitaire (+ 6 TWh). En revanche, l'année 2020 étant bissextile, la journée de moins en 2021 a eu un impact négatif de 1,4 TWh.

La **consommation de gaz** a augmenté de 27,3 TWh par rapport à celle de 2020. Elle s'explique principalement par la hausse de la demande, à l'exception du troisième trimestre où elle a baissé de 8,8 TWh. En effet, les températures moyennes ont été de 0,3 °C en dessous des normales de saison pendant le deuxième trimestre où la demande a augmenté de 21,7 TWh. De plus, les épisodes de froid (mi-février et première quinzaine d'avril) ont entraîné des pics de consommation des ménages. En revanche, la consommation de gaz des sites industriels a été relativement stable.

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

En 2021, la **consommation d'électricité** a augmenté de 3 % par rapport à celle de 2020. Elle s'explique principalement par la reprise de l'activité en 2021 après une année 2020 marquée par la crise sanitaire.

La **consommation de gaz** a également augmenté de 5 % en 2021 par rapport à 2020 en lien avec une baisse des températures.

5.1.2.2.3 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

À fin décembre 2021, la **consommation d'électricité** en Italie [2] s'est établi à 319,4 TWh, en hausse de 5,5 % par rapport à 2020 essentiellement du fait de la reprise d'activité suite à la crise sanitaire de 2020. Les moyens de production thermique et éolien (surtout lors du dernier trimestre du fait de conditions de vent favorables) ont permis de faire face à cette hausse. Les importations nettes ont retrouvé leur niveau d'avant la crise sanitaire, soit 42,8 TWh, en hausse de 32,9 % par rapport à 2020.

La demande de gaz naturel en Italie [3] s'est établi à 76,2 bcm, en hausse de 7,8 % par rapport à 2020 et a confirmé la tendance de reprise d'activité constatée suite à la levée des restrictions liées à la crise sanitaire. Tous les secteurs ont enregistré une augmentation avec une croissance de la consommation résidentielle particulièrement importante (+ 10,2 % par rapport à 2020) en lien avec un hiver 2021 plus rigoureux.

(1) International Energy Agency, Agence internationale de l'énergie.
(2) Données Italie : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national retraitées par Edison.
(3) Données Italie : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente d'électricité ont augmenté :

- le 1er février 2021 de + 1,93 % HT (+ 1,61 % TTC) pour les tarifs bleus résidentiels et de + 3,23 % HT (+ 2,61 % TTC) pour les tarifs bleus non résidentiels ;
- le 1er août 2021 de 1,08 % HT (+ 0,48 % TTC) pour les tarifs bleus résidentiels et de + 0,84 % HT (+ 0,38 % TTC) pour les tarifs bleus non résidentiels.

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1er janvier 2019. Le niveau du plafond est actualisé tous les 6 mois pour tenir compte notamment de l'évolution des prix de marché pendant les six mois précédents. Le tarif déterminé pour la période du 1er octobre 2021 au 31 mars 2022 (en hausse de 12 %) n'a pas reflété la forte augmentation des coûts d'approvisionnement liée à la hausse des prix de l'énergie et notamment du gaz depuis le mois de septembre 2021. En conséquence, l'Ofgem a mené une consultation concernant la méthodologie de plafonnement des prix afin de s'assurer que celle-ci reflète de manière appropriée les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs.

Le 4 février 2022, l'Ofgem a annoncé une hausse du plafond de 54 % pour la période du 1er avril 2022 au 30 septembre 2022. Compte tenu de cette très forte augmentation, le gouvernement britannique a annoncé des mesures de soutien aux consommateurs pour environ 9 milliards de livres sterling via une réduction de 200 de livres sterling de la facture d'octobre 2022 pour chaque foyer à rembourser sous 5 ans, ainsi que d'autres aides pour les consommateurs les plus vulnérables.

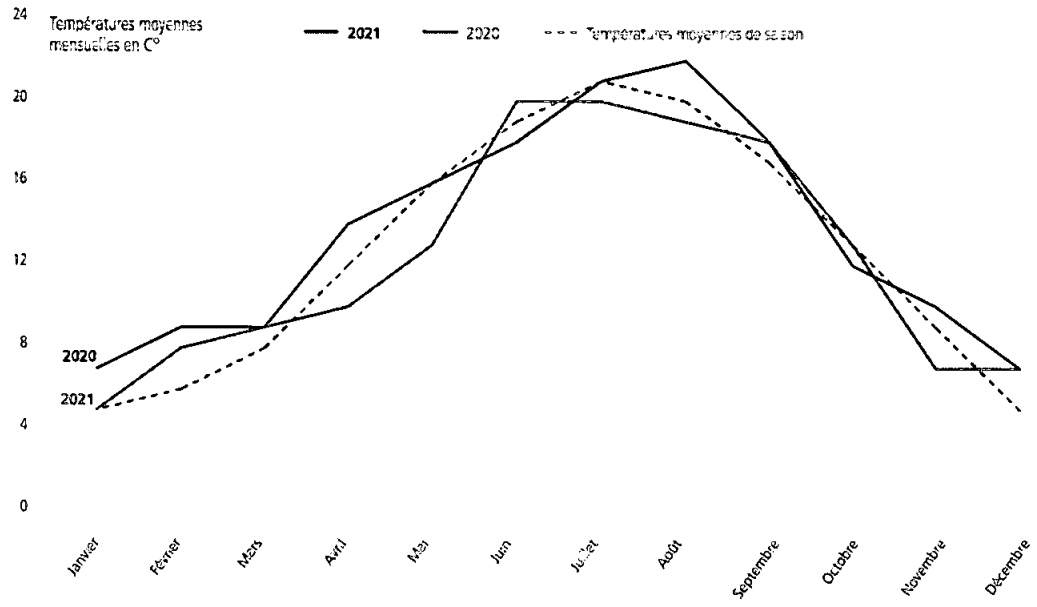
En **Italie**, le prix moyen 2021 du tarif d'électricité PUN TWA (*Single National Time Weighted Average*) s'est établi à un niveau de 125,5 euros/MWh, en hausse de 222,4 % par rapport au 2020 (38,9 euros/MWh). Cette hausse significative s'explique par une forte hausse de la demande lié au redressement de l'économie post crise sanitaire et à la hausse des coûts de production thermique (gaz, quotas de CO_2). Le prix du gaz spot a marqué une hausse significative de 342,8 % par rapport à 2020. Des températures plus basses à partir du mois de mai ont amené à consommer très fortement les réserves de gaz, ce qui a amplifié la hausse.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

5.1.2.4.1 Températures en France

Avec une température moyenne de 12,4 °C, l'année 2021 a été relativement froide (0,3 °C sous la normale). Cette fraîcheur a été particulièrement notable aux mois de mai, juillet, août et novembre. L'année 2021 a néanmoins connu quelques épisodes plus chauds pendant le mois de septembre, ainsi qu'en hiver (fin janvier, fin février, fin mars et fin décembre).

Températures [1] [2] mensuelles moyennes en France



(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique

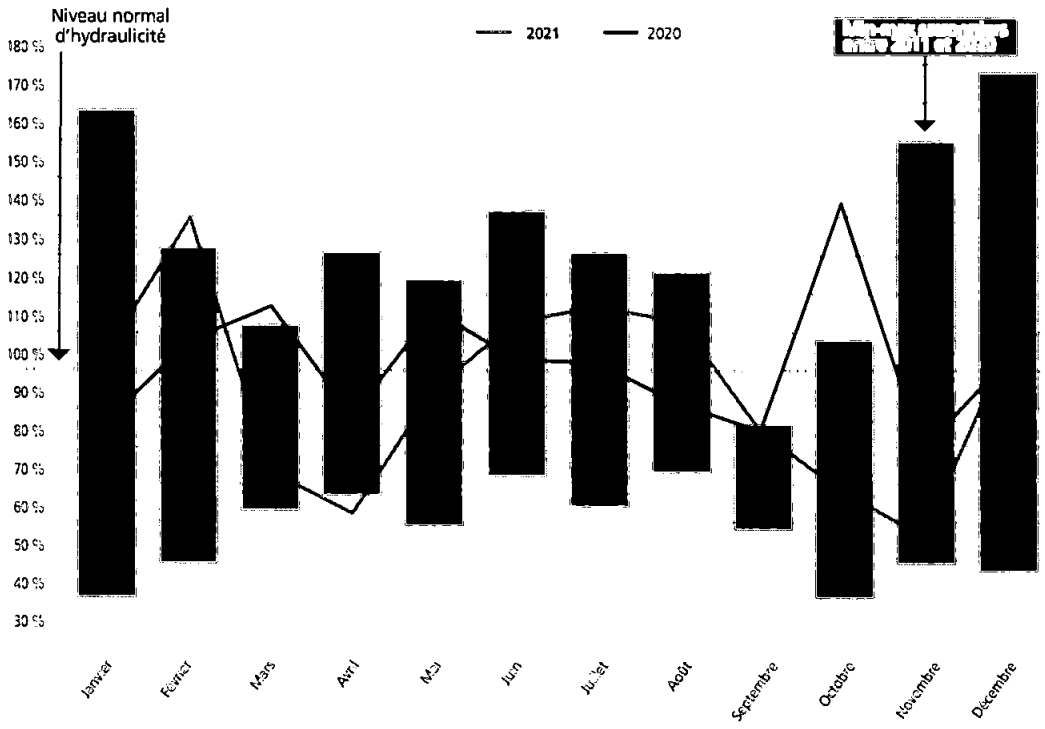
(2) Données Météo France.

5.1.2.4.2 Pluviométrie en France

En 2021, la **pluviométrie en Europe** a été globalement proche des normales, constrastée cependant entre, d'une part le Sud de l'Europe (Espagne, moitié Sud de la France, Italie) plutôt déficitaire et l'Est de l'Europe plutôt excédentaire, d'autre part.

En **France**, l'hydraulicité agrégée annuelle a été légèrement déficitaire avec des disparités entre les bassins de la moitié Nord excédentaires et ceux du Sud déficitaires. De plus, elle a présenté, selon les mois, de forts contrastes notamment au cours du premier trimestre. En avril, l'hydraulicité a été la plus faible depuis plus de 50 ans, compte tenu de la conjonction d'un déficit de pluie et de l'absence de fonte des neiges. L'été a été marqué par d'abondantes précipitations en juillet et par l'absence de canicule. À l'automne, de longues périodes sèches ont occasionné une baisse de l'hydraulicité avant le retour des pluies en fin d'année.

Hydraulicité en France*



* *Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Mirabel) en énergie jusqu'à la mer*

5.1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2021 et 2020

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2021 et 2020 se déclinent par segment (France – Activités de production et commercialisation, France – Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers) pour le chiffre d'affaires et l'EBE. Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2021	2020
Chiffre d'affaires	84 461	69 031
Achats de combustible et d'énergie	(44 299)	(32 425)
Autres consommations externes [1]	(8 595)	(8 461)
Charges de personnel	(14 494)	(13 957)
Impôts et taxes	(3 330)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	4 262	5 783
EBE	**18 005**	**16 174**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	(215)	(175)
Dotations aux amortissements [2]	(10 789)	(10 838)
(Pertes de valeur)/reprises	(653)	(799)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 123)	(487)
Résultat d'exploitation	**5 225**	**3 875**
Coût de l'endettement financier brut	(1 499)	(1 610)
Effet de l'actualisation	(2 070)	(3 733)
Autres produits et charges financiers	4 489	2 761
Résultat financier	**360**	**(2 582)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**5 585**	**1 293**
Impôts sur les résultats	(1 400)	(945)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	644	425
Résultat net des activités en cours de cession	(1)	(158)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**4 828**	**615**
Dont Résultat net – part du Groupe	5 113	650
Résultat net des activités poursuivies	5 114	804
Résultat net des activités en cours de cession	(1)	(154)
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(285)	(35)
Activités poursuivies	(285)	(31)
Activités en cours de cession	-	(4)

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.
(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

5.1.3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 84 461 millions d'euros en 2021, en hausse de 15 430 millions d'euros (+ 22,4 %) par rapport à 2020. Hors effets de change (- 238 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 274 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 21,6 %.

5.1.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe et par segment

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	84 461	69 031	15 430	22,4	21,6

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations intersegments :

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Variation organique *(en %)*
France – Activités de production et commercialisation [1]	33 182	28 361	4 821	17,0	17,0
France – Activités régulées [2]	17 564	16 228	1 336	8,2	8,2
EDF Renouvelables	1 767	1 582	185	11,7	12,3
Dalkia	5 196	4 212	984	23,4	23,9
Framatome	3 362	3 295	67	2,0	1,9
Royaume-Uni	10 114	9 041	1 073	11,9	8,4
Italie	11 212	5 967	5 245	87,9	88,1
Autre international	3 353	2 420	933	38,6	28,1
Autres métiers	3 905	2 127	1 778	83,6	84,2
Éliminations intersegments	(5 194)	(4 202)	(992)	23,6	23,6
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**84 461**	**69 031**	**15 430**	**22,4**	**21,6**

(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). Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

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 33 182 millions d'euros, en hausse de 4 821 millions d'euros (+ 17,0 %).

La part « énergie » des ventes, en hausse de 250 millions d'euros, se décompose d'une part en un effet volume positif de 1 106 millions d'euros, notamment du fait de la hausse de production nucléaire de 25,3 TWh, et d'autre part en un effet prix négatif de 856 millions d'euros du fait de rachats d'électricité pour faire face à des déficits de production en fin d'année 2021 à prix très élevés.

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur l'évolution du chiffre d'affaires pour un montant estimé à 385 millions d'euros. Cette hausse résulte principalement de la refacturation aux clients finaux des achats de garanties de capacité (+ 519 millions d'euros) malgré un impact négatif lié à la perte de parts de marché (- 221 millions d'euros).

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de 2 656 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché *spot* et *forward* sur toute l'année, partiellement compensée par la baisse des volumes du fait d'une année 2020 très venteuse (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Enfin, les filiales des activités commerciales et agrégateurs, ainsi que les ventes de gaz pour + 1 530 millions d'euros contribuent à la hausse du chiffre d'affaires.

Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 360,7 TWh, en hausse de 25,3 TWh par rapport à 2020. Cette hausse s'explique principalement par une meilleure disponibilité du parc et par une forte baisse de la modulation, l'année 2020 ayant été marquée par une moindre demande en lien avec la crise sanitaire. Le programme d'arrêts plus chargé est compensé par une baisse des arrêts fortuits, aléas et prolongations.

La production hydraulique brute s'élève à 41,8 TWh [1], en baisse de 2,6 TWh par rapport à 2020. Cette baisse s'explique principalement par une hydraulicité défavorable en 2021, alors qu'elle avait été supérieure aux moyennes historiques en 2020 (voir section 5.1.2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques à flamme ont été sollicitées à hauteur de 10,5 TWh, soit + 1,7 TWh par rapport à 2020.

Les volumes vendus aux clients finaux (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en légère hausse de 0,3 TWh, dont + 9,7 TWh liés à l'impact du climat.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 69,5 TWh, en hausse de 15,6 TWh par rapport à 2020 malgré des périodes de rachat d'énergie au cours de l'année. La hausse des productions nucléaire et thermique à flamme est en partie réduite par la baisse de la production hydraulique et celle des volumes d'obligations d'achats. On note par ailleurs la hausse des ventes à l'ARENH.

5.1.3.1.1.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 17 564 millions d'euros, en hausse de 1 336 millions d'euros (+ 8,2 %) par rapport à 2020.

Concernant Enedis [2], la hausse du chiffre d'affaires de 1 138 millions d'euros bénéficie principalement du climat froid au premier semestre 2021 comparé au climat doux du premier semestre 2020 (+ 426 millions d'euros), d'un effet prix favorable (+ 489 millions d'euros) principalement du fait de l'évolution de l'indexation du TURPE 6 distribution [3] et de la hausse des recettes liées aux raccordements après une année 2020 marquée par la crise sanitaire (+ 159 millions d'euros).

Les chiffres d'affaires d'Électricité de Strasbourg et de SEI sont en hausse de 202 millions d'euros.

5.1.3.1.1.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 767 millions d'euros, en hausse organique de 194 millions d'euros (+ 12,3 %) par rapport à 2020.

Le chiffre d'affaires de la production est en croissance organique de 5,3 % grâce à la hausse des volumes produits par les parcs éoliens et solaires du fait des mises en service au second semestre 2020 et en 2021. L'épisode de froid extrême au premier trimestre au Texas n'a pas eu d'impact significatif sur le chiffre d'affaires d'EDF Renouvelables mais a pesé sur son EBE du fait des achats d'énergie à des prix très élevés nécessaires pour honorer ses engagements contractuels.

Les activités de solaire distribué aux États-Unis enregistrent une croissance de leur chiffre d'affaires, reflet du dynamisme du secteur (sans impact significatif en EBE).

5.1.3.1.1.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 5 196 millions d'euros, en hausse organique de 1 006 millions d'euros (+ 23,9 %) par rapport à 2020.

Cette évolution s'explique par la forte hausse du prix du gaz (sans impact en EBE), par une reprise des d'activités (après des travaux à l'arrêt, des services aux industries et aux bâtiments fortement réduits pendant le début d'année 2020 compte tenu de la crise sanitaire) et par le dynamisme commercial en France (dans l'activité du froid industriel) et au Royaume-Uni. Le chiffre d'affaires bénéficie également de l'effet climat du fait des conditions un peu plus fraîches que la normale en 2021 par rapport à une année 2020 plus douce.

(1) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 35,9 TWh en 2021 (38,5 TWh en 2020).
(2) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(3) Indexation du TURPE distribution de + 2,75 % au 1er août 2020 et + 0,91 % au 1er août 2021.

5.1.3.1.1.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 362 millions d'euros, en croissance organique de 1,9 % par rapport à 2020. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. Cette croissance s'explique par un niveau d'activité plus soutenu avec le Groupe.

5.1.3.1.1.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 10 114 millions d'euros, en hausse organique de 762 millions d'euros (+ 8,4 %) par rapport à 2020.

Cette augmentation s'explique par la hausse des prix de l'électricité et la hausse des volumes de vente en lien notamment avec l'intégration des portefeuilles clients des fournisseurs défaillants Utility Point et Green Network Energy (à travers le mécanisme de fournisseur de dernier recours). Un climat froid au premier semestre et le rebond de 5 % de la consommation des clients professionnels contribuent également à cette hausse du chiffre d'affaires. Ces éléments favorables sont partiellement compensés par la baisse de la production nucléaire (- 4 TWh) ainsi que par la baisse des prix réalisés du nucléaire du fait de rachats d'énergie à prix élevés.

5.1.3.1.1.7 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 11 212 millions d'euros, en hausse organique de 5 258 millions d'euros (+ 88,1 %) par rapport à 2020.

Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en forte croissance, en lien avec la hausse des prix sur l'ensemble des marchés (avec toutefois un effet limité sur la marge). Le rebond, postcrise sanitaire de 2020, des volumes vendus aux clients professionnels, l'hiver plus rigoureux qu'en 2020 contribuent également à l'augmentation des volumes.

Dans les activités électricité, malgré une baisse des volumes de ventes aux clients industriels, le chiffre d'affaires est en forte hausse, en raison de la hausse des prix.

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 3 353 millions d'euros, en hausse organique de 681 millions d'euros par rapport à 2020 (+ 28,1 %).

En Belgique [1], le chiffre d'affaires est en hausse organique de 474 millions d'euros (+ 27,3 %) par rapport à 2020. Il bénéficie de la hausse des prix d'électricité et du gaz, de la hausse des volumes vendus aux clients professionnels, industriels et particuliers, et de l'effet climat. Le marché des clients particuliers est toujours marqué par une forte intensité concurrentielle. L'indexation annuelle des contrats (notamment des clients résidentiels) qui s'opère tout au long de l'année ne reflète pas encore intégralement la hausse récente des prix de l'électricité et du gaz sur le marché de gros. Le parc thermique a été plus fortement sollicité, ce qui s'est traduit par une augmentation des services systèmes. Le développement éolien se poursuit avec une capacité nette installée de 591 MW [2] à fin 2021.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en progression de 188 millions d'euros en organique (+ 39,7 %) principalement du fait de la hausse des volumes vendus sur le marché et de la réévaluation, en novembre 2020, de 28 % du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en lien avec l'évolution (sans impact en EBE) de la taxe ICMS [3]. En 2021, l'effet change est défavorable (dépréciation du Réal Brésilien face à l'Euro).

Au Vietnam, le chiffre d'affaires est en progression de 18 millions d'euros en organique (+ 10 %) en lien avec une augmentation du prix du gaz (en *pass through* donc sans impact en EBE).

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 3 905 millions d'euros, en hausse organique de 1 791 millions d'euros par rapport à 2020 (+ 84,2 %).

- le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 1 860 millions d'euros, en augmentation organique de 1 131 millions d'euros par rapport à 2020. Cette hausse s'explique essentiellement par l'effet favorable de la hausse des prix de marché de gros du gaz (+ 772 millions d'euros) ;
- le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 1 518 millions d'euros, en hausse organique de 67,7 % par rapport à 2020. La performance des activités de trading a été très soutenue en Europe et aux États-Unis, en lien notamment avec la très forte volatilité des marchés de commodités, en particulier lors de la tempête au Texas pendant le premier trimestre.

5.1.3.2 EBE

L'EBE consolidé du Groupe s'élève à 18 005 millions d'euros au 31 décembre 2021, en hausse organique de 11,3 % par rapport à 2020. Cette évolution est aussi portée par la très bonne performance de l'activité de *trading*, par des améliorations significatives en Italie et pour les activités régulées en France par la baisse des impôts de production. En revanche, les arrêts et prolongations d'arrêts de réacteurs nucléaires en fin d'année en France ont rendu nécessaire le rachat de volumes sur le marché dans un contexte de très forte hausse des prix de l'électricité, ce qui a eu un impact fortement défavorable. Le Royaume-Uni est pénalisé par le recul de la production nucléaire et par la forte baisse des prix réalisés du nucléaire en lien avec un volume de rachat important dans un contexte de prix de marché élevés.

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation (en %)	Variation organique (en %)
Chiffre d'affaires	84 461	69 031	15 430	22,4	21,6
Achats de combustible et d'énergie	(44 299)	(32 425)	(11 874)	36,6	35,3
Autres consommations externes	(8 595)	(8 461)	(134)	1,6	1,3
Charges de personnel	(14 494)	(13 957)	(537)	3,8	3,5
Impôts et taxes	(3 330)	(3 797)	467	(12,3)	(12,0)
Autres produits et charges opérationnels	4 262	5 783	(1 521)	(26,3)	(26,1)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**18 005**	**16 174**	**1 831**	**11,3**	**11,3**

5.1.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 44 299 millions d'euros en 2021, en hausse organique de 11 435 millions d'euros (+ 35,3 %) par rapport à 2020 :
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse organique de 2 486 millions d'euros (+ 18,8 %) par rapport à 2020, en raison principalement d'achats d'énergie importants à prix fort ;
  - au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 1 824 millions d'euros (+ 30,9 %) est principalement liée à l'impact défavorable de la hausse des prix de marché lors des rachats d'énergie. De plus, les volumes de vente de gaz et d'électricité sont en hausse, suite notamment à la reprise des portefeuilles clients des fournisseurs défaillants dans le cadre du mécanisme de fournisseur de dernier recours, ce qui a nécessité des rachats d'énergie complémentaires ;
  - en **Italie**, la hausse organique de 4 882 millions d'euros (+ 111,8 %), est essentiellement liée à la hausse du prix sur le marché de gros et des volumes de gaz.

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.
(2) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 658 MW (588 MW à fin décembre 2020).
(3) Impôt sur la Circulation des Marchandises et des Services au Brésil.

- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 595 millions d'euros, en hausse organique de 108 millions d'euros (+ 1,3 %) par rapport à 2020 :
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes sont en hausse organique de 193 millions d'euros (+ 8,3 %). Cette hausse reflète notamment la reprise économique des activités de service impactées par la crise sanitaire en 2020 et le développement des projets d'ingénierie ;
  - sur le segment **France – Activités régulées**, la baisse organique de 102 millions d'euros (- 6,4 %) reflète la hausse de la production immobilisée en lien avec l'activité de raccordement au réseau ;
  - au **Royaume-Uni** les autres consommations externes sont en baisse organique de 191 millions d'euros (- 22,8 %) du fait du transfert des charges au *Nuclear Liability Fund* pour les centrales fermées définitivement (Dungeness B). Les changements dans le système de retraites négociés en 2021 ont entraîné une contribution exceptionnelle, d'une part, et une diminution des charges d'une part ;
  - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 105 millions d'euros (+ 17,7 %) principalement liée à la croissance des activités du solaire distribué aux États-Unis ;
  - **Dalkia** enregistre une hausse organique de 145 millions d'euros (+ 8,4 %) reflétant la reprise des activités de services et de travaux fortement impactées en 2020 par la crise sanitaire.
- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 14 494 millions d'euros, en hausse organique de 495 millions d'euros (+ 3,5 %) :
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel sont en hausse organique de 50 millions d'euros (+ 0,8 %), traduisant notamment l'augmentation des rémunérations et charges de retraite, partiellement compensées par des baisses d'effectifs ;
  - sur le segment **France – Activités régulées**, les charges de personnel sont en hausse organique de 47 millions d'euros (+ 1,5 %). Les effets prix sur les rémunérations sont partiellement compensés par la baisse des effectifs ;
  - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 55 millions d'euros (+ 14,1 %) qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs, notamment liée à la croissance des activités de développement et construction ;
  - **Dalkia** enregistre une hausse organique de 85 millions d'euros (+ 7,9 %) s'expliquant essentiellement par la reprise des activités de service impactées en 2020 par la crise sanitaire et par une augmentation des effectifs pour accompagner le développement commercial ;
  - Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel sont en hausse organique de 67 millions d'euros (+ 6,2 %) en raison notamment de l'impact défavorable de la mise à jour du taux d'actualisation.
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 330 millions d'euros en 2021, en baisse organique de 455 millions d'euros (- 12,0 %) par rapport à 2020 :
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la baisse organique de 393 millions d'euros (- 16,7 %) est principalement attribuable à la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance ;
  - sur le segment **France – Activités régulées**, la baisse organique de 138 millions d'euros (- 14,5 %) s'explique également par la réduction des impôts de production.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 4 262 millions d'euros en 2021, en baisse organique de 1 510 millions d'euros par rapport à 2020 (- 26,1 %).
- Sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la baisse organique du produit net pour 2 104 millions d'euros (- 49,8 %) est principalement attribuable à une diminution de la compensation CSPE (neutre en EBE) en lien avec la hausse des prix de marché spot.
- Sur le segment **France – Activités régulées**, la hausse organique de 214 millions d'euros (+ 15,2 %) s'explique par une augmentation de la CSPE pour SEI liée aux mécanismes de compensation des surcoûts dans les îles.

5.1.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Variation organique *(en %)*
France – Activités de production et commercialisation	7 394	7 412	(18)	(0,2)	(0,3)
France – Activités régulées	5 992	5 206	786	15,1	15,1
EDF Renouvelables	815	848	(33)	(3,9)	(3,7)
Dalkia	378	290	88	30,3	31,7
Framatome	310	271	39	14,4	18,5
Royaume-Uni	(21)	823	(844)	(102,6)	(108,0)
Italie	1 046	683	363	53,1	53,0
Autre international	267	380	(113)	(29,7)	(22,9)
Autres métiers	1 824	261	1 563	n.a	n.a
EBE GROUPE	**18 005**	**16 174**	**1 831**	**11,3**	**11,3**

n.a. : non applicable.

5.1.3.2.2.1 France – Activités de production et commercialisation

L'impact net sur l'EBE de la hausse de volume de la production nucléaire de 25,3 TWh et de la baisse de 2,6 TWh de la production hydraulique après déduction des pompages est estimé à + 1 081 millions d'euros.

Les prix de l'énergie ont un impact négatif sur l'EBE estimé à - 1 140 millions d'euros avec notamment des arrêts et prolongations d'arrêts en fin d'année qui ont engendré des achats sur le marché à des prix très élevés. À l'inverse, les achats d'énergie en 2020 avaient été réalisés à des prix faibles.

Les effets sur le marché aval sont négatifs et estimés à 249 millions d'euros en raison de la perte de clients tandis que les prix de la capacité facturée aux clients ont un impact favorable.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie de la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance pour un montant estimé à 322 millions d'euros.

5.1.3.2.2.2 France - Activités régulées

La forte progression de l'EBE s'explique principalement par une hausse des volumes distribués de 15,8 TWh pour un montant estimé à 251 millions d'euros en lien avec un climat plus froid et faisant suite à une année 2020 marquée par la crise sanitaire, ainsi que par l'activité de prestations de raccordement au réseau en croissance et qui contribue positivement à l'évolution de l'EBE pour un montant estimé à 159 millions d'euros.

L'évolution des prix a un effet favorable estimé à 30 millions d'euros, principalement en lien avec l'évolution positive de l'indexation des TURPE [1], malgré l'effet négatif des achats de perte dans un contexte de forte hausse des prix de marchés.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie à hauteur de 130 millions d'euros de la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance.

(1) Indexation TURPE 5 Distribution de + 2,75 % et du TURPE 5 Transport de - 1,08 % au 1er août 2020 et du TURPE 6 Distribution de + 0,91 % et du TURPE 5 Transport de + 1,09 % au 1er août 2021.

5.1.3.2.2.3 EDF Renouvelables

La vague de froid extrême au Texas, intervenue au premier trimestre, a eu un impact négatif significatif sur l'EBE de production estimé à - 95 millions d'euros. En effet, EDF Renouvelables a dû réaliser des achats d'énergie à des prix très élevés afin d'honorer ses engagements contractuels, et a dû enregistrer une perte de valeur d'un de ses parcs impactant le résultat net.

L'EBE de production bénéficie par ailleurs d'une hausse des volumes produits grâce aux capacités mises en service (+ 1,6 TWh).

Les opérations de « Développement-Vente d'Actifs Structurés » contribuent favorablement à l'évolution de l'EBE en lien notamment avec des cessions aux États-Unis et au Portugal.

Les coûts de développement sont en progression et accompagnent la croissance de 27 % du portefeuille de projets éoliens et solaires de 73 GW.

5.1.3.2.2.4 Dalkia

La forte progression de l'EBE s'explique principalement par la reprise des activités de services et de travaux après un premier semestre 2020 marqué par la fermeture de nombreux sites clients et les reports de chantiers ainsi que par la poursuite des gains de performance des activités sur les réseaux de chaleur et de froid.

Elle s'explique également par un très bon rebond des activités de travaux et d'efficacité énergétique au Royaume-Uni.

Le développement commercial reste soutenu comme notamment dans le verdissement et l'exploitation maintenance des réseaux de chaleur avec des contrats remportés notamment à Issoire, Puteaux, Monplaisir (Angers).

5.1.3.2.2.5 Framatome

L'EBE a fortement progressé grâce notamment à un niveau d'activité soutenu dans les usines de fabrication de « Combustibles » et de « Composants primaires » et d'un impact moindre de la crise sanitaire.

L'activité « Base installée » principalement en Amérique du Nord et en France contribue aussi favorablement à l'évolution de l'EBE.

Le plan d'action sur les coûts de structure continue également à contribuer à cette évolution.

Par ailleurs, les prises de commande s'établissent à environ 3,7 milliards d'euros à fin 2021[1], en amélioration par rapport à 2020.

Framatome développe son expertise en ingénierie et a étendu ses capacités dans le contrôle-commande grâce à l'acquisition de l'activité contrôle-commande de Rolls-Royce[2].

5.1.3.2.2.6 Royaume-Uni

La très forte diminution de l'EBE s'explique en premier lieu par le recul de la production nucléaire de 4 TWh pour un montant estimé à - 198 millions d'euros et par la forte baisse des prix réalisés du nucléaire (- 12,6 £/MWh) en lien avec un volume de rachat important dans un contexte de prix de marché élevés pour un montant estimé à - 550 millions d'euros.

L'activité de commercialisation a aussi subi l'impact de la crise énergétique au Royaume-Uni avec en particulier une baisse de la contribution du segment des clients résidentiels dans la mesure où la hausse des prix de l'énergie n'a pas été totalement répercutée en 2021 aux clients bénéficiant d'un tarif plafonné.

Le rachat des clients de Green Network Energy d'une part et l'intégration du portefeuille client de Utility Point et Zog Energy selon le mécanisme de fournisseur de dernier recours, a nécessité des achats complémentaires sur les marchés.

L'activité du segment des professionnels est en progression par rapport à 2020 qui avait été une année pénalisée par la crise sanitaire.

5.1.3.2.2.7 Italie

Dans les activités d'électricité, l'EBE progresse en particulier grâce à une meilleure disponibilité des CCGT (cycle combiné gaz) et des services au système dans un contexte de forte volatilité des prix du marché. En outre, la contribution de la production d'énergie renouvelable est en hausse en particulier pour l'éolien dans un environnement de prix élevés.

Les activités de gaz bénéficient de la plus-value de cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG), du rebond de l'activité.

Les activités de commercialisation et de services sont aussi en croissance avec notamment une reprise suite à la crise sanitaire en 2020 pour le segment des clients industriels et un climat plus froid qu'en 2020.

L'EBE a bénéficié par ailleurs de la croissance des activités de service.

À noter la création d'Edison Renewables et l'entrée d'un partenaire financier à hauteur de 49 % afin de permettre le développement de nouvelles capacités de production.

5.1.3.2.2.8 Autre international

En Belgique[3], la baisse de l'EBE s'explique essentiellement par une diminution de la production des parcs éoliens, en lien avec des conditions de vent moins favorables qu'en 2020, et par des achats à prix élevés, particulièrement en fin d'année.

La capacité éolienne installée s'élève à 591 MW[4], soit + 7,8 % par rapport à fin 2020. La production nucléaire est en croissance. La meilleure disponibilité des centrales thermiques a permis une augmentation des services rendus au système électrique.

Après un ralentissement en 2020 du fait de la crise sanitaire, les activités de services sont en croissance et les activités commerciales résistent bien dans un contexte toujours marqué par une forte intensité concurrentielle et par l'extension des tarifs sociaux.

Luminus a finalisé l'acquisition du portefeuille d'environ 330 000 clients d'Essent Belgium, fournisseur de gaz et d'électricité en Belgique[5].

Au Brésil, l'EBE est en croissance organique grâce à l'augmentation du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2020 de 28 % et en novembre 2021 de 7 %, ainsi qu'aux ventes à prix élevé sur le marché spot.

5.1.3.2.2.9 Autres métiers

La hausse de l'EBE des activités gazières s'explique principalement par la revalorisation de contrats long terme (sans effet *cash*) en lien avec la nette amélioration des *spreads* États-Unis – Europe à moyen et long terme et avec une amélioration des marges opérationnelles des actifs gaziers du Groupe.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 1 200 millions d'euros, en hausse organique de 89,6 % par rapport à 2020, performance exceptionnelle dans un contexte de très forte volatilité des marchés de commodités.

La cession de parcs immobiliers en France contribue également à cette évolution.

(1) Aux bornes de Framatome.
(2) Voir communiqué de presse de Framatome du 8 novembre 2021.
(3) Luminus et EDF Belgium.
(4) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 658 MW à fin 2021 (+ 11,9 %).
(5) Voir communiqué de presse de Luminus du 3 mai 2021.

5.1.3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 5 225 millions d'euros en 2021, en hausse de 1 350 millions d'euros (+ 34,8 %) et en hausse organique de 1 393 millions d'euros (+ 35,9 %).

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*
EBE	18 005	16 174	1 831	11,3
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	(215)	(175)	(40)	(22,9)
Dotations aux amortissements*	(10 789)	(10 838)	49	(0,5)
(Pertes de valeur)/reprises	(653)	(799)	146	(18,3)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 123)	(487)	(636)	130,6
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 225**	**3 875**	**1 350**	**34,8**

* *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* diminuent de 40 millions d'euros par rapport à 2020, en lien avec les opérations d'EDF Trading pour le compte des entités d'EDF.

5.1.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements diminuent de 49 millions d'euros par rapport à 2020 principalement sur le segment **France – Activités de production et commercialisation** (164 millions d'euros). Cette diminution s'explique essentiellement par l'impact de l'allongement comptable de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe qui a plus que compensé les amortissements supplémentaires du fait de l'augmentation des investissements.

5.1.3.3.3 Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2021 s'élèvent à 653 millions d'euros principalement liées à l'activité nucléaire au **Royaume-Uni** compte tenu de la décision de fermeture anticipée de la centrale de Dungeness B[1]. Dans une moindre mesure, des pertes de valeur ont été comptabilisées sur les parcs photovoltaïques d'**EDF Renouvelables** compte tenu d'un décret prévoyant, à compter d'octobre 2021, la réduction des tarifs d'achat de l'électricité des parcs de plus de 250 kWc en France dont les contrats ont été conclus entre juillet 2006 et août 2010.

5.1.3.3.4 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 1 123 millions d'euros en 2021. Ils s'expliquent par :

- - 427 millions d'euros pour le segment **France – Activités de production et commercialisation** principalement au titre des surcoûts liés aux travaux de réparation des soudures des traversées vapeur sur le chantier de Flamanville 3, diminués de la transaction AREVA[2] ;
- - 437 millions d'euros par le segment **Autre international** en raison notamment du résultat de cession de la participation de 49,99 % dans CENG ;
- - 212 millions d'euros, par le segment **Royaume-Uni** principalement au titre des décisions de fermeture anticipée de la centrale de Dungeness B en 2021 ;
- - 155 millions d'euros par le segment **Italie** principalement au titre de litiges ex Montedison.

5.1.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Coût de l'endettement financier brut	(1 459)	(1 610)	151	(9,4)
Effet de l'actualisation	(2 670)	(3 733)	1 063	(28,5)
Autres produits et charges financiers	4 489	2 761	1 728	62,6
RÉSULTAT FINANCIER	**360**	**(2 582)**	**2 942**	**N.A**

n.a. : non applicable.

- Le résultat financier représente un produit de 360 millions d'euros en 2021, en hausse de 2 942 millions d'euros par rapport à celui de 2020. Cette évolution s'explique par :
  - › une amélioration des autres produits et charges financières de 1 728 millions d'euros principalement du fait de la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés (+ 1 521 millions d'euros) (voir la section 5.1.5.1.6) ;
  - › la diminution de la charge de désactualisation de 1 063 millions d'euros, en raison principalement d'une moindre baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France entre 2021 et 2020 qu'entre 2020 et 2019.
- Le taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2021, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 1,7 % (respectivement 3,3 % et 1,2 % au 31 décembre 2020) ;
  - › la baisse du coût de l'endettement financier brut pour + 151 millions d'euros grâce à des opérations de refinancement dans un contexte de taux bas.

(1) Le 7 juin 2021 EDF a décidé de mettre la centrale nucléaire AGR de Dungeness B située dans le sud de l'Angleterre en phase de déchargement du combustible.
(2) Accord transactionnel du 29 juin 2021 prévoyant le paiement par AREVA à EDF d'une indemnité de 563 millions d'euros d'ici le 31 décembre 2021 et permettant de 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.

5.1.3.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 % (contre une charge de 945 millions d'euros au 31 décembre 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de 455 millions d'euros en 2021 est essentiellement liée à la hausse de 4 292 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, du fait de la bonne performance opérationnelle et financière (positions latentes) générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 219 millions d'euros. Elle intègre également les effets favorables de la reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis et de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensés par l'effet défavorable de la hausse à compter de 2023 du taux d'imposition de 19 % à 25 % au Royaume-Uni (créant un effet négatif plus important qu'en 2020 où le taux d'imposition était passé de 17 % à 19 %).

Concernant plus particulièrement la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, dans le cadre des mesures fiscales accordées en réponse à la Covid-19, les sociétés italiennes bénéficient de la possibilité accordée par le décret-loi 104/2020, art. 110, de réaligner la valeur fiscale de certains de leurs actifs et goodwill sur leur valeur comptable en contrepartie du paiement d'un impôt de 3 %. Les sociétés italiennes du groupe ont opté, au 31 décembre 2021, pour le réalignement de la valeur fiscale de certains actifs corporels et du goodwill.

Enfin, la charge d'impôt de 2020 avait été fortement grevée par la décision défavorable rendue par le Conseil d'État en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA, sans équivalent en 2021.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni et la cession de CENG), le taux effectif d'impôt courant en 2021 ressort à 21,3 %, contre 19,0 % en 2020.

5.1.3.6 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 4 717 millions d'euros en 2021, en hausse de 2 748 millions d'euros par rapport à 2020 (voir la note 19.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

5.1.3.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 5 113 millions d'euros à fin 2021, en hausse de 4 463 millions d'euros. Outre la hausse importante du résultat net courant, la variation intègre en particulier les éléments après impôt :

- la variation de juste valeur des instruments financiers pour 1 152 millions d'euros ;
- un produit de 362 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre EDF et AREVA le 29 juin 2021 ;
- les surcoûts liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de - 410 millions d'euros, soit une charge supplémentaire de 140 millions d'euros par rapport à 2020 ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de - 366 millions d'euros, incluant la perte de valeur de la centrale, la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacité.

5

(1) 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 cap taux propres nets d'impôts. Montants des éléments non récurrents, des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de cap taux propres nets d'impôts
- - 1 480 millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants en 2021 contre - 2 068 millions d'euros en 2020 ;
- - 149 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2021, contre - 124 millions d'euros en 2020 ;
- + 2 025 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de cap taux propres en 2021 contre + 873 millions d'euros en 2020.

5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

(en millions d'euros)	2021	2020 [5]	Variation en valeur	Variation *(en %)*
EBE	18 005	16 174	1 831	11,3
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(869)	328	(1 197)	n.a
EBE Cash	17 136	16 502	634	3,8
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 526)	(1 679)	153	(9,1)
Investissements nets [1] (hors cessions Groupe 2020-2022)	(15 725)	(14 145)	(1 580)	11,2
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(98)	(17)	(81)	n.a
Cash-flow généré par les opérations [2]	(213)	661	(874)	n.a
Cessions d'actifs	2 847	187	2 660	n.a
Impôt sur le résultat payé	(2 276)	(983)	(1 293)	n.a
Frais financiers nets décaissés	(588)	(929)	341	(36,7)
Actifs dédiés	(501)	(828)	327	(39,5)
Dividendes versés en numéraire	(794)	(768)	(26)	3,4
Cash-flow Groupe [3]	(1 525)	(2 660)	1 135	(42,7)
Émissions emprunts hybrides	1 235	2 074	(839)	(40,5)
Émissions OCEANE	-	169	(169)	(100)
Remboursement d'emprunt hybride	(267)	-	(267)	n.a
Autres variations monétaires	(776)	(49)	(727)	n.a
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(1 333)	(466)	(867)	n.a
Effet de la variation de change	(515)	445	(960)	n.a
Autres variations non monétaires	1 150	(1 126)	2 276	n.a
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	(698)	(1 147)	449	(62,4)
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession [4]	-	(10)	10	n.a
Endettement financier net ouverture	42 290	41 133	1 157	2,8
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	42 988	42 290	698	1,6

(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 acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe 2020-2022.

(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 Opérations (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 2020-2022 et yc HPC et Linky), 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 définies en note.

(4) Après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés et dividendes versés en numéraire.

(5) Correspond à l'endettement financier net des activités E&P d'Edison en cours de cession.

(6) Les données publiées au titre de 2020 intègrent un reclassement de 79 M€ entre les frais financiers nets décaissés, les actifs dédiés et les autres variations non monétaires.

n.a. non applicable.

5.1.4.1 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 maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

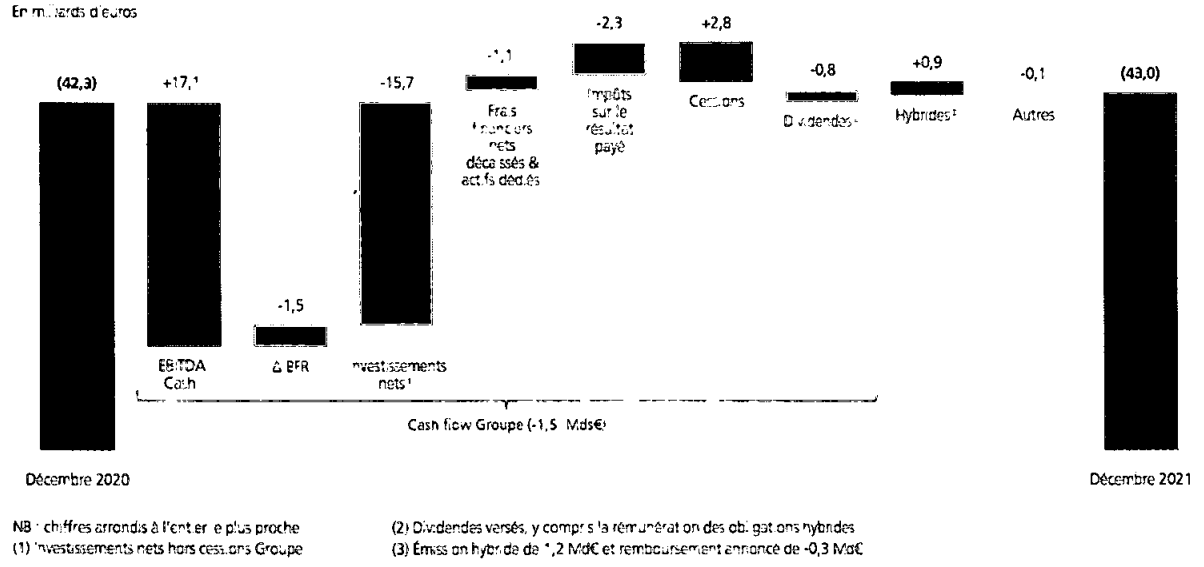
L'endettement financier net du Groupe s'établit à 42 988 millions d'euros au 31 décembre 2021. Il était de 42 290 millions d'euros au 31 décembre 2020.

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Emprunts et dettes financières	69 406	65 591	3 815	5,8
Dérivés de couvertures des dettes	(3 762)	(1 986)	(1 776)	(89,4)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	9 919	6 270	3 649	58,2
Actifs financiers disponibles à la vente – actifs liquides	(12 737)	(15 028)	2 292	15,2
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	-	(17)	17	n.a
ENDETTEMENT FINANCIER NET*	**42 988**	**42 290**	**698**	**1,6**

** 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.*

L'endettement financier net a été contenu à 43 milliards d'euros en 2021, grâce à la bonne performance en termes d'EBE cash (17,1 milliards d'euros), aux cessions réalisées (2,8 milliards d'euros) et à l'émission obligataire sociale hybride (1,2 milliard d'euros).

Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021



NB : chiffres arrondis à l'entier le plus proche
(1) Investissements nets hors cessions Groupe
(2) Dividendes versés, y compris la rémunération des obligations hybrides
(3) Émission hybride de 1,2 Md€ et remboursement annoncé de -0,3 Md€

5.1.4.2 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations s'établit à - 213 millions d'euros en 2021 contre 661 millions d'euros en 2020, soit une baisse de 874 millions d'euros.

5.1.4.2.1 EBE cash

L'EBE ajusté des éléments non *cash* s'élève à 17 136 millions d'euros, en augmentation de 634 millions d'euros par rapport à 2020, principalement du fait de la reprise des activités suite à la crise sanitaire et :

- de la hausse de la marge brute acheminement et hors acheminement d'**Enedis** ;
- de la croissance sur les activités en **Italie** (production thermique, commercialisation, optimisation gaz, renouvelables et services).

5.1.4.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) se dégrade de - 1 526 millions d'euros en 2021. Cette variation s'explique principalement par la hausse des prix de marché en 2021 qui a entraîné une augmentation des appels de marge liés aux activités d'optimisation/*trading* (- 1 931 millions d'euros) et du BFR d'exploitation du Groupe, notamment en raison des conséquences de l'évolution des prix en fin d'année (- 1 805 millions d'euros sur le net créances/dettes d'exploitation). À l'inverse, la diminution de la charge nette d'Obligation d'Achats s'est traduite par un excédent de compensation de la CSPE qui a permis de réduire la créance d'EDF vis-à-vis de l'État (+ 2 350 millions d'euros d'impact BFR).

5.1.4.2.3 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions 2020-2022, y compris HPC et Linky) s'élèvent à 15 725 millions d'euros en 2021, en hausse de 1 580 millions d'euros par rapport à 2020 qui était en recul du fait de la crise sanitaire.

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation *(en %)*
France – Activités de production et commercialisation	5 338	5 484	(146)	(3)
France – Activités régulées	4 617	4 049	569	14
EDF Renouvelables	853	812	41	5
Dalkia	284	180	104	58
Framatome	381	219	162	74
Royaume-Uni	3 054	2 625	428	16
Italie	909	531	379	71
Autre international	289	207	81	39
Autres métiers	-	38	(38)	-
INVESTISSEMENTS NETS	**15 725**	**14 145**	**1 580**	**11**

Les investissements nets du segment **France – Activités de production et commercialisation** sont en baisse de 146 millions d'euros, du fait notamment de la baisse des dépenses de maintenance nucléaire et de décalages sur le projet Flamanville 3.

Les investissements nets du segment **France – Activités régulées** (y compris Linky) sont en hausse de 569 millions d'euros, suite à la hausse sensible des raccordements et au report, en 2021, de certains travaux prévus en 2020 du fait de la crise sanitaire.

Au **Royaume Uni**, les investissements nets sont en hausse de 428 millions d'euros compte tenu de la hausse des investissements dans le projet HPC (+ 477 millions d'euros).

En **Italie**, les investissements nets sont en hausse de 379 millions d'euros, du fait notamment d'acquisitions dans le secteur des renouvelables et de projets de développement de centrales thermiques de nouvelle génération.

La hausse des investissements nets du segment **Autre International** est principalement liée à l'acquisition d'Essent par Luminus.

5.1.4.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à - 1 525 millions d'euros en 2021, en nette progression par rapport à 2020 où il s'élevait à - 2 660 millions d'euros.

5.1.4.3.1 Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent en 2021 à 2 847 millions d'euros. Elles comprennent la cession de l'activité E&P en Norvège, la cession d'IDG (réseau de distribution de gaz) et la cession de 49 % de la plateforme renouvelable en Italie, la cession de la participation de 49,99 % dans CENG aux États-Unis, la cession de West Burton B et l'IPO de Pod Point au Royaume-Uni, la cession de Dalkia Wastenergie et d'une partie du parc immobilier en France.

5.1.4.3.2 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 la section 5.1.5.1.6).

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement 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 2021, les flux nets de - 501 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

5.1.4.3.3 Dividendes versés en numéraire

À fin décembre 2021, EDF a versé 794 millions d'euros au titre :

- du dividende 2020 (36 millions d'euros) et de l'acompte sur dividende 2021 (48 millions d'euros) versés par EDF SA [1] ;
- de la rémunération versée en 2021 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » (547 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (163 millions d'euros).

5.1.4.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement appréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro [2]) a un impact défavorable de 515 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

5.1.4.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires sont de 1 150 millions d'euros en 2021 contre - 1 126 millions d'euros en 2020 et sont principalement constituées de la variation de juste valeur des instruments de dettes et des nouveaux contrats de location (IFRS 16).

(1) L'État ayant opté pour un paiement en actions du dividende relatif aux exercices 2021 et 2022

(2) Appréciation de 7,6 % de la livre sterling face à l'euro : 1,190 €/£ au 31 décembre 2021 et 1,102 €/£ au 31 décembre 2020 ; Appréciation de 8,3 % du dollar américain face à l'euro : 0,883 €/$ au 31 décembre 2021 et 0,815 €/$ au 31 décembre 2020.

5.1.4.6 Ratios financiers

	2021	2020	2019
Endettement financier net/EBE	2,59	2,61	2,46
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres)*	41 %	43 %	42 %

* *Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.*

5.1.5 Gestion et contrôle des risques marchés

Voir également la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

5.1.5.1 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 (juillet 2015). 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.

5.1.5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

5.1.5.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2021, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 22 656 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 13 039 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 15 072 millions d'euros, dont 3 632 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 2 691 M€ au titre des appels de marge sur dérivés) et la dette liée à l'obligation locative (voir note 18.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021). 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.

Au 31 décembre 2021, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

5.1.5.1.1.2 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 26 mai 2021, 1,25 milliard d'euros de dettes sociales hybrides ont été émises au taux initial de 2,625 %. Par ailleurs, le 23 novembre 2021, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes senior pour un montant de 1,75 milliard d'euros, une maturité de 12 ans et un coupon fixe de 1,000 %, complétée le 30 novembre 2021, par une nouvelle émission de 100 millions d'euros d'obligations vertes senior fongibles dans la souche émise le 23 novembre 2021.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA 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 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 ;
- 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 sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP et 10 milliards de dollars américains pour les USCP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 31 décembre 2021, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 4 462 millions d'euros et de 730 millions de dollars 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 emissions en euros et en livres sterling, ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samoura) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2021 s'établit à 13,7 ans contre 14,5 ans au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2021, EDF SA dispose d'un montant global de 12 297 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 2021 ;
- un crédit syndiqué social d'un montant de 1,5 milliard d'euros a été signé en décembre 2021 de maturité initiale de trois ans (décembre 2024) avec 2 extensions possibles d'une année supplémentaire chacune. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2021. Le coût sera indexé sur quatre indicateurs de performance ESG du Groupe sous l'angle de sa responsabilité sociale ;
- les lignes bilatérales représentent 6 397 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 lignes de secours ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est de 400 millions d'euros. Cinq des six lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2021 pour des montants de 500 millions d'euros, 225 millions d'euros, 500 millions d'euros, 250 millions d'euros et 400 millions d'euros.

EDF a conclu le 15 mars 2022 [1] des lignes de crédit bilatérales pour un montant total de 10,25 milliards d'euros [2]. Ces lignes ont une maturité de 3 ans et ne comportent pas de pénalité de remboursement anticipé. Ces financements ont été conclus avec un groupe de 9 banques. Cette opération permet d'accroître la flexibilité financière du Groupe pour les années à venir.

Edison dispose notamment d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 300 millions d'euros au 31 décembre 2021.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 16 mars 2022 "EDF conclut des financements bancaires pour 10,25 milliards d'euros".
(2) Dont une partie en dollars.

5.1.5.1.2 Notation financière

Au 15 mars 2022, 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 les suivantes. Elles ont été ajustées suite aux mesures annoncées le 13 janvier 2022 sur l'évolution des tarifs régulés de l'électricité et sur la production nucléaire en 2022 et après la publication des résultats le 18 février 2022.

La notation du Groupe est susceptible d'être impactée par les risques décrits au chapitre 2, en particulier, au risque 1A : « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH » et au risque 2D : « Risque d'accès à la liquidité ».

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB avec perspective négative	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective négative	P-2
	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective négative	F2
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB avec perspective négative	B
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
	Fitch Ratings	BBB- avec perspective négative	n. a.
Edison	Standard & Poor's	BBB avec perspective négative	A-2
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.

n. a. = non applicable.

5.1.5.1.3 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 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 2021 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2021, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2021 *(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)	38 003	11 119	49 122	71 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	18 128	(12 910)	5 218	8 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 018	2 410	12 428	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 257	(619)	2 638	4 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**69 406**	-	**69 406**	**100 %**

* *Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.*

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 2021 :

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2021 *(en millions d'euros)*	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	49 122	-	49 122
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	5 218	522	5 740
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	12 428	1 243	13 671
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 638	264	2 902
TOTAL DES EMPRUNTS	**69 406**	**6 941**	**76 347**

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 2021* *(en millions de devises)*	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 075	1 450	1 997	628
CHF (Suisse)	21	-	21	-
PLN (Pologne)	281	-	153	128
GBP (Royaume-Uni)	21 049	5 435	4 825	10 789
BRL (Brésil)	1 471	-	-	1 471
CNY (Chine)	10 615	-	6 610	4 005

** Actifs nets : vision au 31 décembre 2021 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2021. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.*

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 2021. 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 2021			Au 31 décembre 2020		
(en millions de devises)	Actifs nets apres 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 aprés gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	628	554	55	1 923	1 567	157
CHF (Suisse)	-	-	-	2	2	-
PLN (Pologne)	128	28	3	132	29	3
GBP (Royaume-Uni)	10 789	12 840	1 284	10 678	11 877	1 188
BRL (Brésil)	1 471	233	23	1 371	215	22
CNY (Chine)	4 005	557	56	11 026	1 374	137

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 5.1.5.1.6.

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 2021.

5.1.5.1.4 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 correspondant aux 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 2021, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 70 % à taux fixe et 30 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 205 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2021 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,06 % à fin décembre 2021.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2021 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette aprés couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	64 335	(15 434)	48 901	-
À taux variable	5 071	15 434	20 505	205
TOTAL DES EMPRUNTS	**69 406**	-	**69 406**	**205**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) 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 2021 *(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	**370**	**(4)**	**366**

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 (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021), 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 (voir la section 5.1.5.1.6).

5.1.5.1.5 Gestion du risque actions

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée en section 5.1.5.1.6.

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 32,3 % en actions fin décembre 2021, soit un montant de 4,2 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2021, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) ont fusionné dans le fonds de British Energy (*British Energy Generation Group*) qui a été renommé EDF Group (EDFG). Il est investi à hauteur de 10,1 % en actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés), ce qui représente un montant de 1 114 millions de livres sterling.

5.1.5.1.6 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 qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 15.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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 tenir compte des évolutions des marchés 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 la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion (anciennement Division Gestion des Actifs Cotés) 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 2021, la valeur globale du portefeuille s'élève à 37 454 millions d'euros, contre 33 848 millions d'euros à fin décembre 2020. L'évolution des actifs dédiés en 2021 est décrite en note 15.1.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021, et leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable est détaillée dans la note 15.1.2.2 de cette annexe.

Composition analytique et Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

	31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2021	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2020
Actifs de rendement	21,1 %	7 998	17,1 %	19,0 %	6 420	2,3 %
Actifs de croissance	40,9 %	15 320	22,6 %	40,5 %	13 692	10,3 %
Actifs de taux	38,0 %	14 226	- 0,7 %	40,5 %	13 736	4,1 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**100 %**	**37 454**	**11,9 %**	**100 %**	**33 848**	**5,9 %**

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

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 2021, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 14 801 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 10,93 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 26,6 % à fin 2020. 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 1 618 millions d'euros.

À fin décembre 2021, la sensibilité des obligations cotées (13 011 millions d'euros) s'établissait à 5,3, 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 685 millions d'euros. La sensibilité était de 5,5 à fin décembre 2020.

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 duration 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 2021 à 3,7 % (voir la note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021).

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 6,5 % au 31 décembre 2021.

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

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, 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 %.

Par ailleurs, Cyclife, filiale d'EDF, a reçu une prescription de l'autorité administrative d'atteindre un taux de couverture des provisions nucléaires excédant 100 % au 31 décembre 2022 au plus tard. Afin de s'y conformer, des dotations aux actifs de couverture pourront le cas échéant, être effectuées en 2022 (voir note 17.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021).

5.1.5.1.7 Gestion du risque de contrepartie/ crédit

Le risque de contrepartie représente la perte potentielle réalisée 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 au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du 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 (CRFI) 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 2021, les expositions du Groupe sont à 89 % 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 31/03/2021	91 %	8 %	1 %	100 %
au 30/09/2021	89 %	10 %	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 31/03/2021	6 %	1 %	9 %	76 %	8 %	100 %
au 30/09/2021	7 %	1 %	10 %	62 %	20 %	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.

5.1.5.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

5.1.5.2.1 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 et de commercialisation. 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 *management* 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.

5.1.5.2.2 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 des 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 la politique actuelle de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- 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.

En ce qui concerne l'électricité produite en France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionalité du dispositif ARENH et des possibles évolutions réglementaires de ce dernier (risque de relèvement jusqu'à 150 TWh du plafond des volumes mis à disposition, dans le cadre de la « loi Énergie Climat » votée en 2019). Les volumes souscrits n'étant connus que très peu de temps avant la période de livraison, EDF est amené à prendre en compte des hypothèses de souscription. EDF reste ainsi soumis aux risques de non-réalisation de ses hypothèses, pouvant l'amener à devoir vendre dans l'année budgétaire des volumes réservés et finalement non souscrits ou, à l'inverse, à devoir racheter des volumes vendus en amont du guichet ARENH sur la base d'une hypothèse de non-souscription. Par ailleurs, le gouvernement a annoncé le 13 janvier 2022 que EDF devrait vendre 20 TWh d'ARENH supplémentaires à ses concurrents sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh. Cette décision, dont les modalités de mise en œuvre restent à préciser, expose EDF à un risque de perte entre le prix de rachat de ces volumes sur les marchés de gros et 46,2 €/MWh.

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.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

5.1.5.2.3 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 de l'exercice clos au 31 décembre 2021. 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 contexte des contrôles sur le parc nucléaire annoncés le 13 janvier 2022 et des annonces de volumes supplémentaires ARENH, le risque volume France est particulièrement élevé pour l'année 2022.

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 2021, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 35 millions d'euros du 1er janvier au 31 octobre puis de 70 millions d'euros à partir du 1er novembre, 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 pendant toute l'année et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros du 1er janvier au 31 octobre puis de 210 millions d'euros à partir du 1er novembre.

Dans un contexte de marché extrêmement volatil, les limites de VAR et de *stop-loss* ont été dépassées au cours du second semestre 2021, ce qui a entraîné la mise en œuvre des procédures prévues dans ce type de situation. Au 31 décembre 2021, ces deux indicateurs sont revenus sous leurs limites.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir la note 18.7.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021.

(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 mises 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

- **Mesures régulatoires exceptionnelles destinées à limiter la hausse des tarifs en 2022** [1]
  - Attribution supplémentaire de 20 TWh de volume d'ARENH [2] pour 2022 ;
  - Report sur 12 mois à partir du 01/02/2023 d'une partie de l'augmentation tarifaire relative à l'année 2022 [3].
- **Nucléaire**
  - Mises à l'arrêt ou prolongations d'arrêts de réacteurs nucléaires en raison de la découverte de défauts à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité ;
  - Actualisation de l'estimation de production nucléaire en France à 295 - 315 TWh pour 2022 [4] et à 300 - 330 TWh pour 2023 [5].
- Signature d'un accord d'exclusivité avec GE en vue de l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power [6], hors continent américain.
- **Annonces du Président de la République le 10 février 2022 à Belfort**
  - Soutien de la filière nucléaire française :
    - lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 et études pour 8 EPR2 additionnels,
    - poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs, sauf motif de sûreté,
    - développement des SMR, notamment 500 millions d'euros pour NUWARD™ ;
  - Accélération du développement des énergies renouvelables (solaire, éolien en mer et terrestre et hydraulique) ;
  - Confirmation du rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition climatique de la France, dans un contexte de réduction des consommations d'énergie.
- **2022**
  - EDF attire l'attention sur l'EBITDA 2022. Partant d'un socle 2021 de 18 milliards d'euros, cet indicateur inclura :
    - environ 6 milliards d'euros d'amélioration du facteur prix,
    - environ - 8 milliards d'euros liés aux mesures régulatoires exceptionnelles [7],
    - environ - 11 milliards d'euros en lien avec la baisse de la production nucléaire,
    - et d'autres effets liés à la performance du Groupe.

Ces estimations, très sensibles notamment aux prix de marché, sont présentées à titre illustratif [8] et dans l'état actuel des informations dont le Groupe dispose.

- **Lancement d'un plan d'actions**

Comme annoncé le 13 janvier 2022 [9], EDF a présenté à son Conseil d'administration, réuni le 17 février 2022, un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des événements de début 2022.

Ce plan vise à poursuivre la stratégie du Groupe qui s'appuie sur un mix équilibré entre nucléaire et renouvelables, qui développe des services d'efficacité énergétique et qui apporte toujours plus d'innovation à nos clients.

Afin de financer cette stratégie, EDF a fait part de son intention de :

- soumettre dès que possible au Conseil d'administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, correspondant à un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse [10] ;
- proposer une option de versement en actions des dividendes [11] au titre des exercices 2022 et 2023.

L'État, premier actionnaire d'EDF, a fait part au Conseil d'administration de sa position sur ces deux points, qui feront l'objet d'une communication séparée.

- réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros [12] en cumul sur les années 2022 - 2023 - 2024.

5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes

Après l'arrêté des comptes, les notations financières ont été mises à jour par les agences de notation (voir mise à jour en section 5.1.5.1.2).

Le Gouvernement a publié le 12 mars 2022 le décret [13] et les arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022. L'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022 du Groupe a été mis à jour en conséquence (voir le communiqué de presse d'EDF du 14 mars 2022). À la suite de la publication du décret et des arrêtés ARENH, EDF étudie toutes les possibilités de préserver ses intérêts.

Par ailleurs, le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées pourraient avoir des conséquences de toute nature pour le Groupe (voir au chapitre 2, la section 2.2 "Risques auxquels le Groupe est exposé").

(1) Voir communiqué du 13 janvier 2022 et la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2021.
(2) ARENH : Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique. Attribution de 20 TWh additionnels sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 à un prix de 46,2 €/MWh.
(3) Pour les TRV résidentiels et « bleu professionnels » et tous les clients (résidentiels et professionnels) pour les ZNI.
(4) Voir communiqués de presse du 13 janvier 2022 et du 7 février 2022.
(5) Voir communiqué de presse du 1er février 2022.
(6) Voir communiqué de presse du 10 février 2022.
(7) Ce montant intègre une estimation de l'effet du report tarifaire sur le cash-flow 2022 d'environ 1,5 milliard d'euros sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021.
(8) Basées sur une hypothèse de prix à terme 2022 au 31 décembre 2021.
(9) Voir le communiqué de presse du 13 janvier 2022 « Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français ».
(10) Sur la base, à titre purement illustratif, d'un cours de référence de 8 euros par action et d'une décote conforme aux pratiques de marché.
(11) Taux de distribution cible du résultat net courant (ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres) compris entre 45 et 50 % pour 2022 et 2023.
(12) Réalisées ou signées - impact sur la dette économique ajustée selon définition S&P.
(13) Décret no 2022-342 du 11 mars 2022.

5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2022

Les prix spot (du jour pour le lendemain) de l'électricité en France en janvier-février 2022 se sont établis en moyenne à 199,3 €/MWh en base et 230,6 €/MWh en pointe, en forte hausse par rapport aux prix de janvier-février 2021. Ces derniers s'étaient en effet établis à 54,5 €/MWh en base et 66,1 €/MWh en pointe. Cette hausse s'explique par la hausse des prix du charbon, du gaz et du CO2 malgré une production éolienne en hausse par rapport aux mois de janvier-février 2021. Les prix spot allemands sont également en forte hausse, pour des raisons similaires. Les prix s'y sont ainsi établis en moyenne à 149,3 €/MWh en base et 182,9 €/MWh en pointe, en hausse de respectivement 98,4 €/MWh et 121,2 €/MWh par rapport à ceux de janvier-février 2021.

Fin février 2022, les prix des contrats annuels français pour livraison en base et en pointe en 2023 cotaient respectivement à 176,9 €/MWh et à 294,8 €/MWh. Un an plus tôt, les prix à terme français de l'électricité pour livraison en base et en pointe en 2022 clôturaient le mois à 53,4 €/MWh et 66,3 €/MWh. Cette hausse des prix s'explique principalement par celle des prix du gaz, du charbon et du CO2.

En janvier-février 2022 les prix spot du gaz sur le marché français se sont établis en moyenne à 80,5 €/MWh, en hausse de 61,4 €/MWh par rapport à la même période en 2021. Cette hausse traduit un équilibre offre-demande plus tendu en Europe sur l'hiver. En effet, du fait de la forte demande asiatique liée à la reprise économique, les cargos GNL se sont prioritairement dirigés vers l'Asie. Les stocks européens, largement en-dessous des niveaux moyens début janvier, ont poursuivi leur baisse et se situent fin février à leur niveau le plus bas de la décennie. De plus cette tension sur le marché du gaz s'amplifie très fortement du fait du conflit russo-ukrainien. En effet, les importations de gaz russe comptant pour près de 40 % de l'approvisionnement européen, le marché du gaz a fortement réagi à la crainte d'une pénurie en commodités suite aux sanctions prises à l'encontre de la Russie. Le Royaume Uni a annoncé fin février bannir les navires russes de ses ports, sans bannir explicitement les cargaisons russes. Enfin, l'Allemagne a annoncé dans la foulée vouloir accélérer sa campagne de reconstitution de ses stocks, pour les porter à 80 % début octobre, contribuant à amplifier la hausse des prix du gaz. A fin février, les flux de GNL restent importants et les flux de gaz russes relativement constants.

Le prix du baril de Brent a clôturé le mois de février à 101,0 $, en hausse de 34,9 $ par rapport à fin février 2021. Dans un contexte de marché tendu, les prix ont fondamentalement été soutenus par une contraction de l'offre. En effet, malgré les annonces de l'OPEP+ début janvier, qui prévoyait le relèvement de la production globale de pétrole de 400 000 barils par jours pour le 7ème mois consécutif, une étude de l'agence Bloomberg indiquait que certains pays du cartel, comme le Nigéria et la Lybie, ne parvenaient pas à tenir leurs engagements de production. Les manifestations au Kazakhstan, important producteur et membre de l'OPEP+, pour protester contre la hausse des prix du gaz ont constitué une nouvelle menace sur l'offre qui a également alimenté le mouvement haussier, bien qu'aucune installation de production n'ait été touchée. Côté demande, les effets du variant omicron se sont fait plus ténus que ceux du variant delta sur la consommation. Enfermé dans une dynamique haussière, le cours du baril a réagi mi-janvier successivement à la publication de l'AIE qui a relevé de près de 5 $ son anticipation du prix baril de Brent en 2022 ainsi qu'à l'intervention jugée peu convaincante du patron de la FED au Sénat pour limiter l'inflation du billet vert. Finalement, l'escalade des tensions à la frontière russo-ukrainienne, a renforcé la crainte des marchés d'un conflit où la Russie stopperait ses exportations de pétrole ce qui tirerait le prix du baril à la hausse.

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2023 a terminé le mois de février 2022 à 215,9 $/t en hausse de 147,3 $/t, par rapport au prix de clôture fin février 2021 du contrat 2022. Il a poursuivi sa hausse en ce début d'année 2022 entamée en 2021, sous l'effet de la crise énergétique en octobre dernier sur le prix du gaz. Suite à l'envolée des prix du gaz qui se poursuit en ce début d'année 2022, l'Europe a toujours besoin de plus de charbon afin de reconstituer ses stocks qui ont atteint leur plus bas niveau depuis 10 mois fin janvier. Cette tension sur le marché du charbon a été exacerbée par les difficultés d'acheminement de charbon russe par voie ferrée et l'escalade des tensions entre la Russie et l'Ukraine depuis fin janvier. Pour rappel, la Russie exporte 60 % de son charbon à destination de l'Europe, ce qui en cas de coupures volontaires ou accidentelles entre les parties, pourrait avoir des conséquences importantes quant à l'approvisionnement de l'Europe en charbon.

Le prix du certificat d'émission de CO2 pour livraison en décembre 2022 a clôturé le mois de février 2022 à 82,2 €/t, en hausse de 44,9 €/t par rapport au prix de clôture de février 2021 pour le produit décembre 2021. Le cours du quota de CO2 s'est tout d'abord orienté en hausse, jusqu'à clôturer à 96,9 €/t le 8 février, son plus haut niveau historique. Il s'est ensuite stabilisé autour de 90 €/t avant d'évoluer en forte baisse à mesure que les menaces de la Russie à l'encontre de l'Ukraine devenaient plus présentes. Le cours du carbone s'est établi fin février à 82,2 €/t, en diminution de 7,0 €/t sur un mois et de 14,7 €/t par rapport à son plus haut niveau historique.

5.5 Perspectives

Le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées pourraient avoir des conséquences de toute nature susceptibles d'impacter les perspectives du Groupe.

Pour 2022

L'EBITDA sera affecté par les éléments suivants, par rapport à un EBITDA 2021 qui s'est élevé à 18 milliards d'euros :

- **L'augmentation des prix** entre 2021 et 2022 : la politique de couverture du Groupe (voir la section 5.1.5.2.2), les niveaux de prix observés sur les périodes de couverture, et les prix de décembre des volumes d'ARENH écrêtés suite au résultat du guichet ARENH de novembre dernier ont un effet favorable, toutes choses égales par ailleurs, sur l'EBITDA estimé à environ 6 milliards d'euros.
- Les **mesures régulatoires exceptionnelles** destinées à limiter la hausse des prix en 2022[1] :
  - Les textes (décret et arrêtés) mettant en œuvre ces mesures ont été publiés le 12 mars. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels d'ARENH sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire, à un prix égal à la moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale portant sur l'année 2022, soit 257 €/MWh. La CRE répartira les volumes additionnels d'ARENH entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022. Cette décision fixe le prix de rachat par EDF des volumes additionnels d'ARENH de 20 TWh devant être mis à disposition des fournisseurs en 2022. Cette attribution complémentaire de volumes d'ARENH est prise en compte dans la fixation du TRV et aura un impact sur les offres de marché d'EDF.
  - La marge en €/MWh sur le TRV résidentiel a été figée par délibération de la CRE en date du 18 janvier 2022.
  - Enfin, afin de respecter l'engagement de limiter à 4% TTC l'augmentation des prix des consommateurs au TRV Résidentiel et « bleus professionnels » et des consommateurs professionnels des zones non interconnectées, il est prévu, à partir du 1er février 2023, un report sur 12 mois d'une partie de l'augmentation tarifaire au titre de 2022, conformément à la loi de finance 2021-1900 du 30 décembre 2021 pour 2022.

L'impact de ces mesures réglementaires[1] sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 avait été estimé, à titre illustratif, à environ - 8,4 milliards d'euros[2] sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021. Sur la base des modalités définies dans le décret publié le 12 mars 2022, et dans l'état des informations dont le Groupe dispose, l'estimation de cet impact sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 est réévaluée à environ - 10,2 milliards d'euros[3].

- **La baisse de la production nucléaire française**, compte tenu des mises à l'arrêt ou des prolongations d'arrêts de réacteurs en raison de la découverte de phénomènes de corrosion sous contrainte sur des portions de tuyauteries raccordées au circuit primaire principal[4] (notamment circuit d'injection de sécurité - RIS).

  La production passerait ainsi de 360,7 TWh en 2021 à une production pour 2022 comprise entre 295 et 315 TWh[5], soit une moindre production entre 65,7 TWh et 45,7 TWh. Compte tenu de la politique actuelle de couverture du Groupe consistant à être entièrement couvert au début de l'exercice budgétaire, le Groupe sera contraint de racheter des volumes significatifs sur le marché et sera ainsi exposé aux prix de marché. L'évaluation des conséquences financières est également sensible au calendrier d'arrêts des différentes centrales.

  L'impact sur l'EBITDA 2022 du Groupe de la baisse de production par rapport à 2021 avait été estimé, lors de la présentation des résultats annuels et à titre illustratif, à environ - 11 milliards d'euros sur la base des cotations des prix à terme 2022 du 31 décembre 2021. Toujours à titre illustratif, dans l'état des informations dont le Groupe dispose et sur la base des prix à terme 2022 au 11 mars 2022, l'estimation de l'impact de la baisse de production sur l'EBITDA du Groupe pour 2022 est réévaluée à environ - 16 milliards d'euros.

  À la date du dépôt de ce document, le Groupe est dans l'attente des retours de l'instruction menée par l'Autorité de sûreté nucléaire sur les indications de corrosion sous contrainte et les mesures correctrices envisagées.

- L'évolution de l'EBITDA 2022 des autres segments du Groupe.

Compte tenu des incertitudes liées à l'évolution des prix et de la production nucléaire, le Groupe n'a pas communiqué d'objectifs financiers sur l'exercice 2022 lors de la publication des résultats le 18 février 2022. Depuis cette date, les incertitudes se sont diversifiées notamment à la suite du conflit ukrainien (voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »).

EDF a présenté à son Conseil d'Administration réuni le 17 février 2022 un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des événements de début 2022 [6].

EDF a fait part de son intention de :

- soumettre dès que possible au Conseil d'administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, correspondant à un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse[7] ;
- proposer une option de versement en actions des dividendes au titre des exercices 2022 et 2023[8] comme au titre de l'exercice 2021.

L'Etat, premier actionnaire d'EDF, a confirmé soutenir pleinement ce plan d'action de la Société[9]. En particulier, l'Etat a confirmé qu'il souscrira, comme actionnaire avisé, à l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription annoncée à hauteur de sa quote-part du capital. L'Etat a par ailleurs indiqué prolonger son engagement actuel de percevoir ses dividendes en titres pour l'exercice 2021 pour les exercices 2022 et 2023, comme le proposera la Société à ses actionnaires.

- réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros en cumul sur les années 2022 - 2023 - 2024[10].

Pour 2023

Les objectifs financiers du Groupe pour 2023 sont les suivants :

Endettement financier net / EBITDA	~ 3x
Dette économique ajustée / EBITDA ajusté[11]	4,5x à 5x

Ces ambitions financières prennent en compte les hypothèses structurantes suivantes :

- Une production nucléaire pour 2023 comprise entre 300 et 330 TWh[12]. Cette estimation tient compte notamment :
  - d'un programme industriel[12] chargé en 2023 avec 44 arrêts de réacteurs pour maintenance et contrôle, dont 6 visites décennales, auxquels s'ajoutent 2 arrêts programmés démarrés en 2022 qui se poursuivront en 2023 ;
  - de la poursuite du programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte, dont l'instruction se poursuit.

Le planning de production n'a pas fait l'objet d'une révision précise.

(1) Voir le communiqué de presse du 13 janvier 2022 « Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français » et le communiqué de presse « Résultats annuels 2021 » du 18 février 2022.
(2) Ce montant intègre un effet du report tarifaire sur le cash-flow 2022 estimé à environ -1,5 Mds€.
(3) Ce montant intègre un effet du report tarifaire sur le cash-flow 2022 estimé à environ -0,9 Mds€.
(4) Note d'information de l'ASN du 24 février 2022 (https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/phenomene-de-corrosion-sous-contrainte-l-asn-demande-a-edf-d-approfondir-ses-analyses).
(5) Voir le communiqué de presse du 7 février 2022 « EDF ajuste son estimation de production nucléaire en France pour 2022 ».
(6) Sur la base, à titre purement illustratif, d'un cours de référence de 8 euros par action et d'une décote conforme aux pratiques de marché.
(7) Taux de distribution cible du résultat net courant (ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres) compris entre 45 et 50 % pour 2022 et 2023.
(8) Voir le communiqué de presse du Ministère de l'Economie, des Finances et de la Relance du 18 février 2022 « L'Etat soutient pleinement le plan d'actions de sécurisation financière d'EDF ».
(9) Réalisées ou signées, impact sur la dette économique ajustée, selon la définition S&P.
(10) À méthodologie S&P constante.
(11) Voir le communiqué de presse du 11 février 2022 « EDF ajuste son estimation de production nucléaire en France pour 2023 ».
(12) Sur la base des estimations d'EDF et dans l'attente des retours de l'instruction menée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire sur les indications de corrosion sous contrainte et les mesures correctrices envisagées.

- Une hypothèse de prix annuel du marché pour 2023 de 202 €/MWh.
- Une absence de reconduction des mesures régulatoires exceptionnelles de 2022. L'hypothèse de volume et de prix de l'ARENH est donc 100 TWh et 42 €/MWh.

EDF souligne l'importance des incertitudes qui pèsent notamment sur le niveau de la production nucléaire en France, sur l'évolution des prix et la liquidité des marchés de l'énergie, en particulier pour les exercices 2022 et 2023. D'autres risques mentionnés au chapitre 2 sont susceptibles de peser sur sa capacité à atteindre ses objectifs.

À ce jour, les ambitions sont confirmées pour 2023. Toutefois, dans la situation actuelle, les impacts des effets du conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées sur les risques de toute nature sont difficilement quantifiables.

Par ailleurs, **le Président de la République a confirmé, dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition de la France de baisser de 55 % les émissions de gaz à effet de serre françaises d'ici 2030 par rapport à 1990 et d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Le Président de la République a annoncé en conséquence :**

- Une stratégie forte de relance de l'énergie nucléaire en France avec notamment :
  - le lancement d'un programme de construction par EDF de 6 nouveaux réacteurs de technologie EPR2 et des études pour 8 EPR2 additionnels, qui mobiliseront notamment des financements publics massifs de plusieurs dizaines de milliards d'euros, même si les modalités précises de ces financement restent à définir ;
  - la poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs français existants, sauf si des raisons de sûreté devaient s'y opposer (cette prolongation de durée d'exploitation se faisant donc sans rien céder sur les obligations en matière de sûreté nucléaire), et en particulier la nécessité pour EDF d'étudier les conditions de prolongation au-delà de 50 ans, en lien avec l'Autorité de sûreté nucléaire ;
  - le développement des petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – SMR) ainsi que des réacteurs innovants permettant de fermer le cycle du combustible et de produire moins de déchets, avec une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™ actuellement porté par EDF [1].
- Une accélération du développement des énergies renouvelables (solaire, éolien en mer et terrestre et hydraulique)

L'ampleur et la diversité des risques auxquels le Groupe doit faire face, notamment dans un contexte de marché extrêmement volatil, accompagné de mesures réglementaires ayant un impact significativement négatif sur l'entreprise, marqué par le conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées et par les études et travaux que le Groupe doit réaliser sur le parc nucléaire français en lien avec les phénomènes de corrosion sous contrainte récemment identifiés, pourraient avoir des conséquences de toute nature, y compris l'émergence de nouveaux risques ou l'aggravation des risques existants, susceptibles de rendre nécessaires des actions complémentaires afin d'atteindre les objectifs financiers du Groupe. Le Groupe pourrait même ne pas être en mesure d'atteindre ces objectifs. Dans la situation actuelle, les impacts des effets du conflit ukrainien et les tensions géopolitiques associées sur les risques de toute nature sont difficilement quantifiables.

(1) Il est rappelé que ce projet fait actuellement l'objet d'une subvention de l'État dans le cadre du plan France Relance à hauteur de 50 M€.


8,75 Mds€
ÉMISSIONS DE GREEN BONDS DEPUIS 2013
19 Mds€
FINANCEMENTS GREEN ET SUSTAINABLE
6,5 MtCO2/an
EVITÉS GRACE AUX PROJETS FINANCÉS PAR LES GREEN
72 %
DES LIGNES DE CRÉDIT DU GROUPE INDEXÉES SUR DES CRITÈRES ESG

6 ÉTATS FINANCIERS

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2021 332

Compte de résultat consolidé 332
État du résultat global consolidé 333
Bilan consolidé 334
Tableau de flux de trésorerie consolidé 335
Variation des capitaux propres consolidés 336
Annexe aux comptes consolidés 338

6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS 453

6.3 COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2021 457

Compte de résultat 459
Bilan 460
Tableau de flux de trésorerie 462
Annexe aux comptes sociaux 462

6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS 517

6.5 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES 520

6.6 AUTRES INFORMATIONS 521

6.7 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS VERTES (GREEN BONDS) ÉMISES PAR EDF 523

6.8 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS SOCIALES (SOCIAL BONDS) ÉMISES PAR EDF 531

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 12 mai 2022.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Chiffre d'affaires	5.1	84 461	69 031
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(44 299)	(32 425)
Autres consommations externes [1]		(8 595)	(8 461)
Charges de personnel	5.3	(14 424)	(13 957)
Impôts et taxes		(3 330)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	4 262	5 783
Excédent brut d'exploitation	**5**	**18 005**	**16 174**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	(215)	(175)
Dotations aux amortissements [2]		(10 789)	(10 838)
(Pertes de valeur)/reprises	10.8	(653)	(799)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(1 123)	(487)
Résultat d'exploitation		**5 225**	**3 875**
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(1 459)	(1 610)
Effet de l'actualisation	8.2	(2 670)	(3 733)
Autres produits et charges financiers	8.3	4 489	2 761
Résultat financier	**8**	**360**	**(2 582)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**5 585**	**1 293**
Impôts sur les résultats	9	(1 400)	(945)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	644	425
Résultat net des activités en cours de cession	3.2	(1)	(158)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**4 828**	**615**
Dont résultat net - part du Groupe		**5 113**	**650**
Résultat net des activités poursuivies		5 114	804
Résultat net des activités en cours de cession		(1)	(154)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**(285)**	**(35)**
Activités poursuivies		(285)	(31)
Activités en cours de cession		-	(4)
Résultat net part du Groupe par action en euros :	14.7		
Résultat par action		1,46	0,05
Résultat dilué par action		1,36	0,05
Résultat par action des activités poursuivies		1,46	0,10
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,36	0,10

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée

(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2021 Part du Groupe	2021 Part attribuable aux participations ne donnant pas le controle	2021 Total	2020 Part du Groupe	2020 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2020 Total
Résultat net consolidé		**5 113**	**(285)**	**4 828**	**650**	**(35)**	**615**
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	*18.7.5*	(3 292)	(33)	(3 325)	(711)	(8)	(719)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		779	8	787	210	3	213
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	*18.7.5*	(673)	-	(673)	661	-	661
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		(83)	-	(83)	(30)	-	(30)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	*18.1.2*	(346)	-	(346)	20	-	20
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		101	-	101	10	-	10
Écarts de conversion des entités contrôlées		1 935	606	2 541	(1 425)	(430)	(1 855)
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des co-entreprises		(80)	-	(80)	(561)	-	(561)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		***(1 659)***	***581***	***(1 078)***	***(1 826)***	***(435)***	***(2 261)***
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	*18.1.2*	15	1	16	(34)	(4)	(38)
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	*16.1.3*	1 144	263	1 407	(983)	80	(903)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(421)	(89)	(510)	(220)	(18)	(238)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des co-entreprises		(83)	-	(83)	(109)	-	(109)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		***655***	***175***	***830***	***(1 346)***	***58***	***(1 288)***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		**(1 004)**	**756**	**(248)**	**(3 172)**	**(377)**	**(3 549)**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		**4 109**	**471**	**4 580**	**(2 522)**	**(412)**	**(2 934)**
Dont résultat global des activités poursuivies		4 110	471	4 581	(2 368)	(408)	(2 776)
Dont résultat global des activités en cours de cession	3.2.2	(1)	-	(1)	(154)	(4)	(158)

Bilan consolidé

Actif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Goodwill	*10.1*	10 949	10 265
Autres actifs incorporels	*10.2*	10 221	9 583
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	*10.3*	98 237	92 600
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	*11*	62 132	60 352
Immobilisations en concessions des autres activités	*10.5*	6 681	6 858
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	*12*	8 084	6 794
Actifs financiers non courants	*18.1*	55 609	47 615
Autres débiteurs non courants	*13.3.4*	2 092	2 015
Impôts différés actifs	*9.3*	1 667	1 150
Actif non courant		**255 868**	**237 232**
Stocks	*13.2*	16 197	14 738
Clients et comptes rattachés	*13.3*	22 235	14 521
Actifs financiers courants	*18.1*	39 937	23 532
Actifs d'impôts courants		544	384
Autres débiteurs courants	*13.3.4*	16 197	6 918
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*18.2*	9 919	6 270
Actif courant		**105 029**	**66 363**
Actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	*3.2*	69	2 296
TOTAL DE L'ACTIF		**360 966**	**305 891**

Capitaux propres et passif

(en millions d'euros)			
Capital	*14*	1 619	1 550
Réserves et résultats consolidés		48 592	44 083
Capitaux propres - part du Groupe		*50 211*	*45 633*
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	*14.6*	11 778	9 593
Total des capitaux propres	***14***	**61 989**	**55 226**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	*15*	62 067	58 333
Provisions pour avantages du personnel	*16*	21 716	22 130
Autres provisions	*17*	5 442	5 374
Provisions non courantes		*89 225*	*85 837*
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	*11.2*	48 853	48 420
Passifs financiers non courants	*18.3*	56 543	55 899
Autres créditeurs non courants	*13.5*	4 816	4 874
Impôts différés passifs	*9.3*	2 401	3 115
Passif non courant		**201 838**	**198 145**
Provisions courantes	*15, 17 et 16.1*	6 836	5 827
Fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	19 565	11 900
Passifs financiers courants	*18.3*	45 014	17 609
Dettes d'impôts courants		446	215
Autres créditeurs courants	*13.5*	25 248	16 861
Passif courant		**97 109**	**52 412**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	*3.2*	30	108
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**360 966**	**305 891**

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2021	2020 (1)
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		**4 828**	**615**
Résultat net des activités en cours de cession		**(1)**	**(158)**
Résultat net des activités poursuivies		**4 829**	**773**
Pertes de valeur / (reprises)		653	799
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		10 488	13 310
Produits et charges financiers		(89)	785
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		467	433
Plus ou moins-values de cession		(67)	(185)
Impôt sur les résultats		1 401	945
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(644)	(425)
Variation du besoin en fonds de roulement	*13.1.3*	(1 526)	(1 679)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***15 512***	***14 756***
Frais financiers nets décaissés		(588)	(929)
Impôts sur le résultat payés		(2 276)	(983)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**12 648**	**12 844**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**-**	**98**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**12 648**	**12 942**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(165)	(126)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		1 154	498
Investissements incorporels et corporels	*10.1*	(17 666)	(16 007)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		264	54
Variations d'actifs financiers		1 776	2 718
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(14 577)**	**(12 863)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**-**	**(104)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(14 577)**	**(12 967)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle (2)		2 076	1 019
Dividendes versés par EDF	*14.3*	(84)	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(163)	(267)
Achats/ventes d'actions propres		(3)	5
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***1 826***	***757***
Émissions d'emprunts	*18.3.2.1*	6 943	6 601
Remboursements d'emprunts	*18.3.2.1*	(5 161)	(7 062)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) et OCEANEs	*14.4 et 14.5*	1 235	2 243
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	*14.4*	(542)	(501)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		677	534
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***3 147***	***1 815***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**4 973**	**2 572**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**-**	**19**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**4 973**	**2 591**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		3 044	2 553
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	13
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**3 044**	**2 566**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**6 270**	**3 934**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 044	2 566
Variations de change		180	(162)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		38	35
Autres variations non monétaires (3)		387	(103)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	***18.2***	**9 919**	**6 270**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2020 intègrent le reclassement d'un montant de 79 millions d'euros entre les « Frais financiers net décaissés » et les « Variations d'actifs financiers ».

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2021, un montant de 1 394 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co., un montant de 865 millions d'euros relative à la cession de 49% d'Edison Renewables et un montant de (276) millions d'euros relatif à l'acquisition de 70% d'E2i Energie Speciali. Comprend en 2020, un montant de 998 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co..

(3) Les autres variations non monétaires comprennent le reclassement au 1er janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettées au sein des autres dettes financières (voir note 18.3.2.1 sur la ligne « Autres mouvements ») pour un montant de 281 millions d'euros.

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2021 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion [1]	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) [2]	Autres réserves consolidées et résultat [3]	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2019	**1 552**	**(64)**	**1 037**	**(1 198)**	**45 139**	**46 466**	**9 324**	**55 790**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 908)	82	(1 346)	(3 172)	(377)	(3 549)
Résultat net	-	-	-	-	650	650	(35)	615
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**(1 908)**	**82**	**(696)**	**(2 522)**	**(412)**	**(2 934)**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(501)	(501)	-	(501)
Emissions / rachats TSDI et OCEANEs (voir notes 14.4 et 14.5)	-	-	-	-	2 207	2 207	-	2 207
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(271)	(271)
Achats/ventes d'actions propres	-	1	-	-	-	1	-	1
Réduction de capital d'EDF (voir note 14.1)	(2)	53	-	-	(51)	-	-	-
Autres variations [4]	-	-	-	-	(18)	(18)	952	934
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	**1 550**	**(10)**	**(871)**	**(1 116)**	**46 080**	**45 633**	**9 593**	**55 226**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 699	(3 358)	655	(1 004)	756	(248)
Résultat net	-	-	-	-	5 113	5 113	(285)	4 828
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**1 699**	**(3 358)**	**5 768**	**4 109**	**471**	**4 580**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(547)	(547)	-	(547)
Emissions / rachats TSDI (voir notes 14.4)	-	-	-	-	972	972	-	972
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 599)	(1 599)	(163)	(1 762)
Achats/ventes d'actions propres	-	(4)	-	-	-	(4)	-	(4)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	69	-	-	-	1 446	1 515	-	1 515
Autres variations [5]	-	-	-	-	132	132	1 877	2 009
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	**1 619**	**(14)**	**828**	**(4 474)**	**52 252**	**50 211**	**11 778**	**61 989**

(1) Les écarts de conversion varient de 1 699 millions d'euros en 2021. Cette variation est principalement liée à l'appréciation de la livre sterling et dans une moindre mesure à celle du dollar par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income OCI Recyclable) sont detaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, 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, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(4) En 2020, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 998 millions d'euros.

(5) En 2021, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 1 304 millions d'euros.
En 2021, les « autres variations » des capitaux propres part du Groupe comprennent également :
- l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 49 millions d'euros nets d'impôt. Cet ajustement résulte de la mise en œuvre de la décision de l'IFRIC relative à la méthode d'acquisition des droits (cf. note 1.2.3) ;
- le reclassement des valeurs nettes comptables liés aux coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS antérieurement immobilisés, pour un montant de (64) millions d'euros nets d'impôts. Ce reclassement résulte de la confirmation par l'IASB de la décision IFRIC relative à la comptabilisation de ces coûts (cf. note 1.2.4).
Par ailleurs, les « autres variations » des capitaux propres part du groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent l'effet en capitaux propres des transactions conclues avec les minoritaires, s'agissant d'opérations d'acquisition ou de cession réalisées sans changement de methode de consolidation (cession de 49 % d'Edison Renewables, acquisition de 70 % du capital de E2i et introduction en bourse de Pod Point, voir note 3.1.1).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 1 Référentiel comptable du groupe 339
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 339
1.2 Évolutions du référentiel comptable 339
1.3 Bases de préparation des états financiers 340
1.4 Comparabilité des exercices 342

Note 2 Synthèse des faits marquants 343

Note 3 Périmètre de consolidation 344
3.1 Évolution du périmètre de consolidation 345
3.2 Activités en cours de cession 346
3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2021 347

Note 4 Informations sectorielles 351
4.1 Informations par secteur opérationnel 351
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 354

Note 5 Excédent brut d'exploitation 354
5.1 Chiffre d'affaires 356
5.2 Achats de combustible et d'énergie 360
5.3 Charges de personnel 361
5.4 Autres produits et charges opérationnels 361

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading 363

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation 364

Note 8 Résultat financier 364
8.1 Coût de l'endettement financier brut 364
8.2 Effet de l'actualisation 364
8.3 Autres produits et charges financiers 365

Note 9 Impôts sur les résultats 365
9.1 Ventilation de la charge d'impôt 366
9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 366
9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 367
9.4 Ventilation des impôts différés par nature 367

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France 368
10.1 Goodwill 368
10.2 Autres actifs incorporels 369
10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles 371
10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation 372
10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France) 374
10.6 Immobilisations en cours 375
10.7 Investissements incorporels et corporels 378
10.8 Pertes de valeur/reprises 378

Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France 383
11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 385
11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 385

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 386
12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) 386
12.2 Taishan 387
12.3 Autres participations 387

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR) 388
13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement 388
13.2 Stocks 389
13.3 Clients et comptes rattachés 390
13.4 Fournisseurs et comptes rattachés 392
13.5 Autres créditeurs 392

Note 14 Capitaux propres et résultat par action 393
14.1 Capital social 393
14.2 Actions propres 393
14.3 Distributions de dividendes 394
14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée 394
14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs) 395
14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 395
14.7 Résultat net et résultat net dilué par action 397

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés 398
15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France 400
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 411
15.3 Provisions nucléaires en Belgique 413

Note 16 Provisions pour avantages du personnel 413
16.1 Provisions pour avantages du personnel du groupe 415
16.2 France (activités régulées et activités de production et commercialisation) 418
16.3 Royaume-Uni 420

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels 421
17.1 Autres provisions pour déconstruction 421
17.2 Autres provisions 422
17.3 Passifs éventuels 423

Note 18 Actifs et passifs financiers 425
18.1 Actifs financiers 425
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie 428
18.3 Passifs financiers 429
18.4 Lignes de crédit non utilisées 432
18.5 Juste valeur des instruments financiers 433
18.6 Risques marchés et de contrepartie 434
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 434

Note 19 Indicateurs financiers 439
19.1 Résultat net courant 439
19.2 Endettement financier net 440
Note 20 Développement durable et climat 440
20.1 Dépenses réglementaires 440
20.2 Évaluation des actifs et passifs 441
20.3 Financement durable 442
20.4 Investissements décarbonés 442
20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat 443
Note 21 Engagements hors bilan 444
21.1 Engagements donnés 444
21.2 Engagements reçus 448
Note 22 Parties liées 450
22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 449
22.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 449
22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 450
Note 23 Événements postérieurs à la clôture 450
Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes 452

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 2021.

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 2021 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 17 février 2022. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 12 mai 2022.

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 du 31 décembre 2021 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 2021. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2021.

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.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2020 à l'exception des changements des notes 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3 et 1.2.4 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2022 (note 1.2.5).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.2.1 Réforme des taux interbancaires de référence - amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (phase 2)

Ces amendements, adoptés le 13 janvier 2021, sont applicables depuis le 1er janvier 2021.

Les principaux taux concernés, utilisés par EDF, sont l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

La modification des taux d'intérêt effectifs consécutive à la réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Cette réforme est sans impact significatif sur le résultat 2021 et ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information).

Compte-tenu de sa position pérenne emprunteuse à taux fixe (voir la note 18.3.3.3), l'essentiel de l'exposition d'EDF se concentre sur des instruments dérivés de taux utilisés pour variabiliser la dette. Sur ces instruments, les courbes de référence des contrats de collatéraux ont été modifiées pour remplacer l'Eonia par l'Ester. Ces évolutions se sont traduites par la réception d'une soulte de 22 millions d'euros comptabilisée en contrepartie d'un ajustement de valeur des instruments dérivés.

Par ailleurs, dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1er janvier 2022.

Pour le Libor USD, les opérations de remplacement seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.2.2 Amendements à IFRS 16 « Compensation de loyer liées à la Covid-19 »

L'application de l'amendement « Allégements de loyer liés à la Covid-19 » a été prolongée d'un an (paiements au plus tard le 30 juin 2022). Il permet au preneur qui bénéficie de franchises ou réductions de loyer directement liées à la Covid-19 de les comptabiliser directement au compte de résultat.

Cet amendement est sans impact sur les comptes du Groupe.

1.2.3 Décision de l'IFRIC : « Attribution des droits aux périodes de service » (IAS 19)

En mai 2021, l'IASB a approuvé la décision de l'IFRIC portant sur l'attribution des droits des régimes pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi

Sont principalement concernées par cette décision, les indemnités de fin de carrière des régimes spécifiques des Industries électriques et gazières de France (IEG). Celles-ci représentaient un montant d'engagements de 941 millions d'euros au 31 décembre 2020 pour les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2.2).

La modification de la méthode d'acquisition des droits conduit à une diminution des engagements de (67) millions d'euros avant d'impôts au 1er janvier 2021, comptabilisée en capitaux propres (dans la ligne « Autres variations »).

1.2.4 Décision de l'IFRIC sur les contrats SaaS (IAS 38)

En avril 2021, l'IASB a confirmé la position prise par l'IFRIC en mars 2021 faisant suite à sa décision provisoire de décembre 2020 concernant la comptabilisation des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel mis à disposition par un fournisseur dans le cadre d'un contrat de type SaaS (*Software as a Service*), ce sujet ayant été porté à l'agenda dans le contexte d'une diversité de pratiques observées. La décision d'agenda de l'IFRIC indique que dans la plupart des cas, en application d'IAS 38, ces coûts doivent être reconnus en charges et non en immobilisations incorporelles car d'une part, l'entité ne contrôle pas le logiciel et d'autre part, les activités de personnalisation/configuration ne génèrent pas une ressource contrôlée par le client, distincte du logiciel.

En application de cette décision, les coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS qui avaient antérieurement été immobilisés, ont été retraités au 1er janvier 2021 en contrepartie des capitaux propres dans la ligne « Autres variations » pour un montant de (88) millions d'euros avant impôts. Les coûts de configuration et de personnalisation exposés en 2021 relatifs à ces contrats sont comptabilisés sur la ligne « Autres consommations externes ».

1.2.5 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2022

Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles - Produit antérieur à l'utilisation prévue »

À compter du 1er janvier 2022, les produits de la vente d'éléments générés par un actif non encore en service ne seront plus comptabilisés en déduction du coût de l'immobilisation. Ces produits ainsi que les coûts associés devront être enregistrés en résultat.

Le Groupe sera concerné au titre de ses projets de construction d'installations de production d'énergie.

Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires - Coûts d'exécution du contrat »

Ces amendements précisent les coûts à inclure lors de la détermination du caractère onéreux ou non d'un contrat.

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif pouvant résulter de leur application.

Autres textes

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

- « Améliorations annuelles du cycle 2018-2020 » ;
- IFRS 3 « Regroupements d'entreprises – Référence au cadre conceptuel ».

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. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

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 doit être 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 courant d'une part, non 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 principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

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 MWe 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 1er 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 MWe 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 MWe, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) sur l'année 2021. Trois visites décennales (VD4 : Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021. La quatrième visite décennale de Dampierre 1 s'est achevée le 5 février 2022.

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MWe et 1 450 MWe), qui sont plus récents, était, jusqu'au 31 décembre 2020, maintenue à 40 ans.

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 MWe étant réunies, le Groupe a procédé à ce changement d'estimation au 1er janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 1.4.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France »).

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MWe (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 est menacé que les hypothèses retenues au 31 décembre 2021 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 et 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 ;
- 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 MWe et 1 300 MWe et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MWe).

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 2021 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2021 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. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révise 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 (contrats d'énergies essentiellement), 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 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 considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9 ;
  - le Groupe détenait, *via* sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société E2i Energie Speciali, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels conféraient à Edison le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale, en application d'IFRS 10. Edison a acquis le 16 février 2021, les 70 % d'E2i Energie Speciali auprès de F2i. La société étant déjà consolidée en intégration globale, ce rachat a impacté uniquement les intérêts minoritaires au sein des capitaux propres (voir note 3.*) et ultérieurement le résultat net part du Groupe.

1.3.5 Nature et étendue des 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 régulatoires (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).

1.4 Comparabilité des exercices

1.4.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France

Le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 1 300 MWe en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies en 2021.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations 1 300 MWe à fonctionner au moins 50 ans. Ceci est également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, le Groupe progresse avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur son programme du réexamen périodique pour la quatrième visite décennale du palier 1 300 MWe (VD4 1 300 – projet inclus dans le programme Grand Carénage). Ce programme suit une méthodologie de travail et vise des ambitions, tout particulièrement en matière de sûreté, analogues au quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe dont il tire bénéfice des enseignements. En décembre 2019, l'ASN, dans sa réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MWe, y indiquait globalement son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4.

Surtout, l'accord de l'ASN publié en février 2021 sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, et la réussite industrielle des premières occurrences des quatrièmes visites décennales des tranches du palier 900 MWe (après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2 et Bugey 4 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur le premier semestre 2021, et Tricastin 2 sur le deuxième semestre 2021) renforcent la confiance d'EDF dans la pertinence et la maîtrise de son programme pour le palier 1 300 MWe.

Au terme de sa VD4, le palier REP 1 300 MWe aura ainsi atteint un niveau de sûreté se rapprochant de celui fixé pour l'EPR.

De plus, la prolongation du palier 1 300 MWe au-delà de 40 ans, présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long terme dégradés et dans différents scénarios de sensibilité.

Enfin, un fonctionnement des tranches 1 300 MWe à 50 ans est compatible avec les dispositions de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019 (50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité en 2035) et le décret d'adoption de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie du 21 avril 2020. L'étude réalisée par RTE à la demande du gouvernement sur des scénarios de mix électrique permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, intitulée « Futurs énergétiques 2050 » dont le rapport d'étape a été publié en juin 2021 et dont les principaux résultats de l'étude ont été publiés le 25 octobre 2021, constate un besoin important de capacité de production décarbonée, et retient dans tous ses scénarios pour la période post-2035 une hypothèse de poursuite d'exploitation du parc existant au-delà de 50 ans, avec des fermetures s'échelonnant entre 50 et 60 ans.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, le Groupe considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1er janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021 :

- au 1er janvier 2021, du fait principalement des décalages des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent globalement de 1 016 millions d'euros (voir note 15), dont 848 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés. Cette diminution de provision est imputée principalement sur la valeur nette comptable des actifs conformément à IFRIC 1 (à hauteur de 1 031 millions d'euros, voir note 10.3), et pour le reste sur le compte de résultat (à hauteur de (15) millions d'euros). Elle est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros ;
- sur l'exercice 2021
  - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1er janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 564 millions d'euros sur l'exercice,
  - la diminution des provisions nucléaires au 1er janvier 2021 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 33 millions d'euros,
  - la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 23 millions d'euros.

Au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 559 millions d'euros, et le résultat net part du Groupe consolidé de 405 millions d'euros.

1.4.2 Effets du niveau des prix de marché sur la comparabilité des exercices

L'augmentation significative en 2021 des prix de marché de l'électricité, ainsi que du gaz, particulièrement sur le deuxième semestre et plus encore sur le dernier trimestre a eu différents effets sur les états financiers du Groupe, affectant la comparabilité des comptes sur différentes dimensions, que les différentes notes annexes s'attachent à mettre en exergue. À titre illustratif, sur la France, l'augmentation des moyennes des prix spot électricité en base est de l'ordre de 240 % entre 2020 et 2021, et celle des contrats annuels à terme en base est de l'ordre de 113 % entre 2020 et 2021.

Les principaux postes concernés sont les suivants, de façon non exhaustive :

Au niveau du bilan :

- L'augmentation des « clients et comptes rattachés » (voir note 13.3) pour environ 8 milliards d'euros, des « actifs financiers courants » (voir note 18.1) pour environ 17 milliards d'euros et des « autres débiteurs courants » (voir note 13.3.4) pour environ 9 milliards d'euros concerne en particulier EDF Trading (notamment au titre des appels de marge actifs et de la juste valeur positive des dérivés de transaction) et Edison (sur le gaz) ,
- L'augmentation des « fournisseurs et comptes rattachés » (voir note 13.4) pour environ 8 milliards d'euros, des « passifs financiers courants » (voir note 18.3) pour environ 27 milliards d'euros et des « autres créditeurs courants » (voir note 13.5) pour environ 8 milliards d'euros concerne en particulier EDF Trading (notamment au titre des appels de marge passifs et de la juste valeur négative des dérivés de transaction) et Edison (sur le gaz). La valorisation des dérivés de couverture de flux de trésorerie sur les matières premières (voir note 18.7.5) évolue également de façon significative dans l'état du résultat global ;
- Au sein des « autres débiteurs courants » la position usuellement débitrice de CSPE pour EDF SA (créance de l'ordre de 2 milliards au 31 décembre 2020) est en position créditrice au sein des « autres créditeurs courants » pour 0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 13.3.4).

Au niveau du compte de résultat :

De façon générale, les niveaux de prix élevés ont eu des impacts significatifs à la hausse sur le chiffre d'affaires (voir note 5.1.2) et les achats de combustibles et d'énergie (voir note 5.2). La marge de *trading* au sein du chiffre d'affaires a pu bénéficier de la volatilité et des niveaux de prix élevés des énergies.

La profitabilité de certaines entités du Groupe a été en revanche pénalisée par des achats d'électricité à des prix très élevés sur les marchés en fin d'année, en fonction de leur propre équilibre offre-demande, prix qui n'ont pu être que partiellement répercutés sur les prix de ventes aux clients finals en 2021, en fonction des différents systèmes régulatoires en place, le cas échéant : c'est en particulier le cas pour les segments France – Activités de production et de commercialisation ; Royaume-Uni ; et dans une moindre mesure notamment pour les segments Autre International – Belgique ; France – Activités régulées (coût des achats de pertes) (voir note 5).

La note 23 indique par ailleurs les mesures annoncées à ce jour par le gouvernement français, ainsi que britannique, pour limiter les effets de la hausse des prix de marché sur les consommateurs en 2022.

1.4.3 Conséquences de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe, notamment la production nucléaire, les chantiers et les services.

Dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, un travail approfondi avait été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe sur la base de *reportings* spécifiques et des principes d'évaluation explicités dans les états financiers semestriels (voir note 2.1) et annuels 2020 (voir note 1.4.1).

Les effets de la crise sanitaire sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe étaient évalués à (1 479) millions d'euros au 31 décembre 2020 – principalement relatifs aux secteurs :

- France – Activités de production et commercialisation pour (872) millions d'euros, en lien avec la baisse de la production nucléaire, la diminution de la demande, la constatation de provisions pour dépréciation clients ;
- France – Activités régulées pour (237) millions d'euros, en lien avec la diminution des volumes acheminés, la baisse des raccordements du fait de l'arrêt ou le ralentissement des chantiers ; et
- Royaume-Uni pour (182) millions d'euros, principalement en lien avec la baisse de la demande.

Même si la crise sanitaire a continué à produire des effets sur l'année 2021, ses effets sur l'excédent brut d'exploitation au 31 décembre 2021 du Groupe présentent un caractère peu significatif, diffus et difficilement traçable.

Provision dépréciation des créances clients

S'agissant de l'estimation des pertes de crédit sur les créances clients, au 31 decembre 2020, les différentes analyses conduites dans les différentes entités du Groupe avaient conduit à une augmentation des dépréciations des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 223 millions d'euros sur l'exercice au sein des « Autres charges et produits opérationnels » du compte de résultat, sur la base des principes exposés en note 1.4.1.2 des états financiers au 31 décembre 2020, dont 80 millions d'euros sur la France – Activités de production et commercialisation, 58 millions d'euros sur la France – Activités régulées, 68 millions d'euros sur le Royaume-Uni, et 13 millions d'euros sur la Belgique.

Au 31 décembre 2021, la mise à jour des analyses de risques tenant compte des niveaux de recouvrement observés sur l'année, a conduit à procéder à des reprises de provisions sur les différents secteurs opérationnels pour un total de 115 millions d'euros.

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux évènements et transactions significatifs **en 2021** et jusqu'à la date de l'arrêté des comptes du Groupe sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire :**
  - EDF a remis à l'exploitant nucléaire indien NPCIL l'offre technico-commerciale engageante française en vue de la construction de six EPR sur le site de Jaitapur (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 23 avril 2021) ;
  - EDF a décidé de mettre Dungeness B en phase de déchargement du combustible (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 7 juin 2021, voir notes 7, 10.8, 15.2) ;
  - Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 15 décembre 2021, voir note 23) ;
  - Révision de la durée de vie des AGR (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 15 décembre 2021, voir note 10.8) ;
  - Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022, voir note 10.6) ;
  - Le 13 janvier 2022, EDF a actualisé son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 23) ;
  - Le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 7 février 2022, voir note 23) ;
  - Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2023 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 11 février 2022, voir note 23).
- **Plans de cession :**
  - Edison a finalisé la vente d'Edison Norge à Sval Energi pour une valeur de 374 millions de dollars (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 25 mars 2021, voir note 3.1) ;
  - Edison a finalisé la cession de Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) à 2i ReteGas pour 150 millions d'euros (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 30 avril 2021, voir note 3.1) ;
  - Dalkia a annoncé la finalisation de la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy avec Paprec (*cf.* communiqué de presse de Dalkia du 28 juillet 2021, voir notes 3.1 et 7) ;
  - EDF a finalisé la vente de sa participation dans CENG (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 août 2021, voir notes 3.1 et 7) ;
  - EDF a finalisé la cession de la centrale CCGT de West Burton B à EIG (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 31 août 2021, voir note 3.1) ;
  - Edison et le Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction afin d'accélérer ensemble le développement des énergies renouvelables en Italie (*cf.* communiqués de presse d'Edison les 3 et 14 décembre 2021, voir note 3.1) ;
  - EDF a réalisé le transfert d'un parc immobilier en Île-de-France à une société commune avec POWERHOUSE HABITAT (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2021, voir note 5.4).
- **Opérations de financement :**
  - EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 27 mai 2021, voir note 14.4) ;
  - EDF a lancé le 23 novembre 2021 une émission d'obligations vertes senior pour un montant nominal de 1,75 milliard d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 24 novembre 2021, voir note 18.3.2.2) ;
  - EDF a annoncé le 23 décembre 2021 la signature d'une nouvelle facilité de crédit indexée sur des indicateurs sociaux et syndiquée auprès de 9 banques (*cf* communiqué de presse du Groupe du 23 décembre 2021, voir note 18.4).
- **Énergies renouvelables :**
  - Edison a finalisé l'acquisition de E2i (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021, voir notes 1.3.4.9 et 3.1) ;
  - EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer du Calvados (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables le 22 février 2021, voir note 12.3) ;
  - Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis (*cf.* communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 1er juillet 2021, voir note 12.3) ;
  - Construction du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire : finalisation de la fabrication de composants et poursuite des opérations en mer (*cf.* communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 28 août 2021, voir note 12.3) ;
  - Mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V en Chine (*cf.* communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 9 décembre 2021, voir note 12.3).
- Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et AREVA (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 30 juin 2021, voir note 7) ;
- EDF arrête le projet Écocombust de développement d'un nouveau combustible à base de bois de classe 8 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 8 juillet 2021, voir note 10.3) ;
- Framatome a annoncé la finalisation de l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C (*cf.* communiqué de presse de Framatome du 8 novembre 2021, voir note 3.1) ;

- Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement Français (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 23) ;
- EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 10 février 2022, voir note 23).

Outre la crise sanitaire, les principaux évènements et transactions significatifs en 2020 du Groupe étaient les suivants :

- **Développement dans le nucléaire :**
  - EDF a redémarré la centrale de Hunterston B et a confirmé son intention de passer en phase de démantèlement d'ici janvier 2022. Par ailleurs, Hinkley Point B dans le Somerset commencera la phase de déchargement du combustible, au plus tard le 15 juillet 2022 (*cf.* communiqués de presse d'EDF Energy du 27 août 2020 et 19 novembre 2020, voir note 10.8) ;
  - Le Groupe a réajusté le coût du programme Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans (*cf.* communiqué de presse du 29 octobre 2020 et voir note 10.6) ;
  - Actualisation du projet Hinkley Point C (*cf.* communiqué de presse du 27 janvier 2021 et voir note 10.6).
- **Plans de cession :**
  - Edison a finalisé la cession d'Edison Exploration & Production SpA à Energean (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 17 décembre 2020 et voir note 3.1).

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 influer 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 1.2).

Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties co-participantes, qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le compte en tant que co-participant 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 GIE de EFA (Global Markets, constituée par EDF Trading), et d'exploitation de stockage de gaz de Fredeburger Speicherbeteiligungsgesellschaft mbH (FSG).

Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1er janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

- A 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'acquisitions d'intérêts complémentaires dans une entreprise, 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 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 traités 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 1er janvier 2010, date de 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 comptabilisé en capitaux propres.

3.1 Évolution du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre en 2021

Sur l'exercice 2021, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021 ;
- la cession d'Edison Norge le 25 mars 2021 ;
- la cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) le 30 avril 2021 ;
- la cession de Dalkia Wastenergy le 28 juillet 2021 ;
- la cession de la participation dans CENG le 9 août 2021 ;
- la cession de West Burton B le 31 août 2021 ;
- l'introduction en Bourse de Pod Point le 4 novembre 2021 ;
- l'acquisition de Rolls-Royce Civil Nuclear I&C le 8 novembre 2021 ;
- la cession de 49 % de Edison Renewables le 3 décembre 2021 ;
- la consolidation d'IZI Solutions Renov et Hynamics.

Acquisition de 70 % du capital de E2i

Le 16 février 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé le 14 janvier 2021 avec F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture pour l'acquisition de 70 % d'E2i Energie Speciali, société leader dans le secteur éolien italien et déjà consolidée en intégration globale par Edison qui détenait une participation de 30 %, en application d'une gouvernance spécifique.

L'acquisition a contribué à une augmentation de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros.

S'agissant d'une acquisition d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart de 155 millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis a été enregistré en diminution des capitaux propres part du Groupe.

Cession d'Edison Norge

Le 25 mars 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé avec Sval Energi le 30 décembre 2020 pour la vente de 100 % d'Edison Norge AS (activités d'exploration et de production d'hydrocarbures en Norvège).

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble des activités d'Edison Norge avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

La transaction s'inscrit dans le cadre de la sortie des activités d'exploration et de production d'hydrocarbures et fait suite à une première opération entre Edison Exploration et Production et Energean réalisée en décembre 2020. Elle est fondée sur une valeur d'entreprise estimée à 374 millions de dollars et comprend un versement de 12,5 millions de dollars à recevoir à la date de mise en service du champ de Dvalin.

La cession d'Edison Norge a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG)

Le 30 avril 2021, Edison a annoncé avoir cédé à 2i Rete Gas 100 % de la société Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) pour 150 millions d'euros, conformément à un accord signé le 14 janvier 2021.

IDG gère des réseaux et des installations de distribution de gaz dans 58 communes des Abruzzes, d'Émilie-Romagne, du Latium, de Lombardie et de Vénétie, et est présente dans 17 zones territoriales minimales (Atem) et compte 152 000 clients.

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble d'IDG avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Ces deux opérations (Edison Norge et IDG) permettront à Edison de soutenir le plan de croissance de l'entreprise dans les domaines stratégiques, à savoir la production d'énergies renouvelables et à faible teneur en carbone, l'efficacité énergétique, la mobilité durable et les services à valeur ajoutée pour les clients.

Cession de Dalkia Wastenergy

A la suite de l'obtention des autorisations réglementaires requises, Dalkia a annoncé le 28 juillet 2021 avoir réalisé la cession de 100 % du capital de Dalkia Wastenergy (ex TIRU) à Paprec.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,1 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Cession de la participation dans CENG

Le 9 août 2021, EDF a annoncé avoir réalisé la cession de sa participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group, LLC (« CENG ») à son partenaire dans la joint-venture, Exelon Generation, LLC (« Exelon »). La cession s'inscrit dans le cadre de l'option de vente conclue en avril 2014 [1] entre EDF et Exelon, permettant à EDF de céder sa participation à Exelon à sa juste valeur et qu'EDF avait exercée en janvier 2020 [2].

Le prix de cession de la participation d'EDF dans CENG s'élève à 885 millions de dollars (750 millions d'euros) et contribue à une diminution de l'endettement financier du Groupe du même montant.

Cette transaction a un impact de (0,3) milliard d'euros sur le compte de résultat du Groupe.

Cession de West Burton B

Le 9 avril 2021, EDF a annoncé la signature d'un accord engageant avec le fonds d'investissement EIG pour la vente de la centrale thermique à cycle combiné gaz de 1 332 MWe et de l'installation de stockage de batteries (49 MWe) de West Burton B dans le Nottinghamshire et du projet de développement, West Burton C. La cession a été finalisée le 31 août 2021, suite à la réalisation de toutes les conditions suspensives nécessaires.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Introduction en Bourse de Pod Point

Le 9 novembre 2021, la société Pod Point, filiale d'EDF spécialiste britannique des infrastructures de charge pour les véhicules électriques, est entrée à la Bourse de Londres. L'introduction en Bourse, réalisée via l'émissions d'actions nouvelles, lui a permis de lever 120 millions de livres sterling. À l'issue des opérations, EDF conserve le contrôle avec une participation de plus de 50 % dans le capital de Pod Point.

S'agissant d'une cession d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart non significatif constaté entre le prix de cession et les capitaux propres cédés a été enregistré en augmentation des capitaux propres part du Groupe.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,1 milliard d'euros.

Rolls-Royce Civil Nuclear I&C

Framatome a finalisé le 8 novembre 2021 l'acquisition de l'activité contrôle-commande et instrumentation (I&C) de Rolls-Royce Civil Nuclear qui avait été signée le 7 décembre 2020.

L'intégration des produits et des technologies de Rolls-Royce Civil Nuclear (tels que Spinline, Rodline et Hardline) va permettre à Framatome de capitaliser sur son expertise d'ingénierie, d'élargir son empreinte industrielle, de renforcer sa capacité à servir ses clients et de développer son implantation dans le contrôle-commande et l'instrumentation nucléaire à l'échelle mondiale.

S'agissant d'une prise de contrôle, l'écart de 92 millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis a été enregistré en goodwill.

(1) Cf. communiqué de presse du 1er avril 2014 « Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG ».
(2) Cf. communiqué de presse du 29 novembre 2019 « EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG ».

Cession de 49 % d'Edison Renewables

Le 14 décembre 2021, Edison et Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction signée le 3 décembre 2021 par laquelle Crédit Agricole Assurances devient le partenaire financier de long terme d'Edison en acquérant 49 % de la plateforme d'Edison Renewables et en participant au développement de la production éolienne et photovoltaïque. Cette transaction valorise Edison Renewables à plus de 2 milliards d'euros et fait suite à l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021.

Edison conserve le contrôle total de l'activité et de la gouvernance de la société et conduira son développement dans les énergies renouvelables conformément aux objectifs de décarbonation fixés par le PNIEC italien (Plan National Intégré pour l'Energie et le Climat) et le *Green Deal* européen. Edison continuera à consolider intégralement Edison Renewables, qui dispose d'actifs dans les énergies renouvelables pour une capacité totale de 1,1 GW, dont environ 1 000 MWe de parcs éoliens situés dans les zones les plus ventées du pays.

S'agissant d'une cession d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart de 455 millions d'euros constaté entre le prix de cession et les capitaux propres cédés a été enregistré en augmentation des capitaux propres part du Groupe.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,9 milliard d'euros.

Sur l'année 2021, l'ensemble des transactions réalisées dans le cadre du plan de cessions d'actifs a contribué à une diminution de l'endettement financier net de 2,8 milliards d'euros.

3.1.2 Évolutions du périmètre en 2020

Sur l'exercice 2020, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes :

- la cession d'Edison Exploration et Production SpA (E&P) le 17 décembre 2020 (voir notes 1.4.2 et 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020) ;
- la consolidation d'EDF Pulse Holding (ex EDF Pulse Croissance), Agregio, Energy2Market (E2M) et IZIVIA.

3.2 Activités en cours de cession

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 valeurs nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau des flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation estimée 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 en cours, font l'objet de reclassement de présentation et 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.

3.2.1 Détail des actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**69**	**2 296**
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**30**	**108**

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non financiers non courants [1]	-	316
Actifs financiers non courants	-	1 811
Actifs non financiers courants [2]	69	151
Actifs financiers courants	-	18
TOTAL DES ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	**69**	**2 296**

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Passifs non financiers non courants [3]	-	86
Passifs financiers non courants	-	1
Passifs non financiers courants	30	21
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	**30**	**108**

(1) Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles et incorporelles.
(2) Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement et des impôts différés.
(3) Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.

Au 31 décembre 2021, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- à l'actif, le montant résiduel correspond au complément de prix sur projet gazier Dvalin (E&P Norvège) et Cassiopea (E&P Italie) ;
- au passif, le montant résiduel correspond aux provisions sur contrat Energian.

La diminution des actifs et passifs s'explique par :

- la cession d'Edison Norge en mars 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 331 millions d'euros à l'actif et de 42 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- la cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) en avril 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 98 millions d'euros à l'actif et de 7 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- la cession de la participation dans CENG en août 2021 (voir note 3.1), qui représentait un montant de 1 811 millions d'euros à l'actif au 31 décembre 2020.

3.2.2 Résultat des activités en cours de cession

Sur l'exercice 2020, la ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » comprenait l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs.

Pour rappel les actifs E&P concernés ayant été cédés en décembre 2020, aucun résultat n'est présenté au titre des activités en cours de cession sur 2021 à l'exception de l'estimation des ajustements de prix ou de garanties en lien avec la transaction (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P (hors Algérie et Norvège) sur 2020 et 2021 sont les suivants

(en millions d'euros)	2021	2020
Chiffre d'affaires	-	216
Excédent brut d'exploitation	(1)	86
Résultat d'exploitation	(1)	13
Résultat financier	-	(22)
Impôt sur les résultats	-	(32)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITÉ	**(1)**	**(41)**
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	-	(117)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**(1)**	**(158)**

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2021

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 ;
- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité Haute Tension et Très Haute 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 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activite
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
Cyclife		100,00	100,00	A
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	-	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding (ex EDF Pulse Croissance)		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	-	P
Agregio		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 Électrique 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	97,45	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
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec)*	Chine	-	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	-	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

** La société French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd (Figlec) a été liquidée en 2021.*

		Pourcentage d'intéret dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	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
Citelum	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

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

Autres métiers		Pourcentage d'intéret dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activite
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) [1]	France	50,10	50,10	A
Elsandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
AREPE Fund SCS (EDF Invest)	Luxembourg	-	21,99	A
Geosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	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
MiRose (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
Arada (EDF Invest)	Portugal	-	30,00	P
Cabreira (EDF Invest)	Portugal	-	30,00	P
Montemuro (EDF Invest)	Portugal	-	30,00	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	-	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,66	-	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	-	A
AUTRE INTERNATIONAL				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) [2]	États-Unis	-	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	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
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

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société detenant la société RTE à 100 %.
(2) La participation dans Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) a été cédée le 6 août 2021 (voir note 3.1).

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 31/12/2021	Pourcentage de droits de votes detenu au 31/12/2021
Edison SpA	97,17	91,48
EDF Investissements Groupe SA	92,46	56,69

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 intersecteurs. 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'Électricité 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 2021

(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	31 532	17 483	1 862	10 103	11 166	3 148	1 203	4 503	3 461	-	84 461
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 650	81	1 500	11	46	205	564	693	444	(5 194)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**33 182**	**17 564**	**3 362**	**10 114**	**11 212**	**3 353**	**1 767**	**5 196**	**3 905**	**(5 194)**	**84 461**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 394**	**5 992**	**584**	**(21)**	**1 046**	**267**	**815**	**378**	**1 824**	**(274)**	**18 005**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 394**	**2 610**	**265**	**(2 016)**	**608**	**(475)**	**241**	**217**	**1 655**	**(274)**	**5 225**
Bilan :											
Goodwill	126	223	1 428	8 095	108	46	185	592	142	-	10 945
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 468	67 273	2 826	24 408	5 744	2 084	10 842	2 248	578	-	177 471
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises [1]	3 474	-	70	187	178	2 071	1 453	64	587	-	8 084
Actifs financiers et trésorerie [2]	55 415	420	323	18 949	1 512	697	1 788	262	26 099	-	105 465
Autres actifs sectoriels [3]	22 024	4 204	1 997	5 240	5 913	1 265	1 166	2 708	14 415	-	58 932
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	69	-	-	-	-	-	69
TOTAL ACTIF	**142 507**	**72 120**	**6 644**	**56 879**	**13 524**	**6 163**	**15 434**	**5 874**	**41 821**	**-**	**360 966**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements [4]	(4 449)	(3 381)	(291)	(1 071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)	-	(10 789)
Pertes de valeur	(24)	-	(5)	(713)	149	-	(54)	(5)	(1)	-	(653)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	115	43	86	8 899	552	407	897	258	521	-	11 778
Investissements corporels et incorporels	5 327	4 784	280	4 325	592	729	1 849	295	25	-	17 606
Emprunts et dettes financières	71 214	3 386	304	5 417	1 902	13 761	7 513	2 143	3 267	(39 501)	69 406
• *dont dettes externes*	*63 378*	*820*	*237*	*201*	*988*	*112*	*3 165*	*303*	*202*	-	*69 406*
• *dont dettes intersecteurs* [6]	*7 836*	*2 566*	*67*	*5 216*	*914*	*13 649*	*4 348*	*1 840*	*3 065*	*(39 501)*	-

(1) Au 31 décembre 2021, 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 31 013 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 15 986 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 19 605 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 1 518 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 2020

(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	27 112	16 178	1 900	9 041	5 937	2 242	1 069	3 729	1 823	-	69 031
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 249	50	1 395	-	30	178	513	483	304	(4 202)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**28 361**	**16 228**	**3 295**	**9 041**	**5 967**	**2 420**	**1 582**	**4 212**	**2 127**	**(4 202)**	**69 031**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 412**	**5 206**	**534**	**823**	**683**	**380**	**848**	**290**	**261**	**(263)**	**16 174**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 270**	**1 893**	**269**	**(947)**	**134**	**98**	**354**	**(32)**	**99**	**(263)**	**3 875**
Bilan :											
Goodwill	109	223	1 332	7 569	98	37	183	572	142	-	10 265
Immobilisations incorporelles et corporelles	60 773	65 383	2 603	20 537	5 286	2 127	9 782	2 255	647	-	169 393
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises [1]	2 859	-	65	119	156	1 991	1 197	75	332	-	6 794
Actifs financiers et trésorerie [2]	52 134	339	263	14 833	400	654	1 727	170	6 897	-	77 417
Autres actifs sectoriels [3]	19 901	5 608	1 763	4 772	1 661	662	866	1 919	2 574	-	39 726
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	485	1 811	-	-	-	-	2 296
TOTAL ACTIF	**135 776**	**71 553**	**6 026**	**47 830**	**8 086**	**7 282**	**13 755**	**4 991**	**10 592**	**-**	**305 891**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements [4]	(4 613)	(3 314)	(276)	(1 122)	(417)	(284)	(458)	(278)	(76)	-	(10 838)
Pertes de valeur	(16)	-	-	(638)	(74)	-	(36)	(34)	(1)	-	(799)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	118	38	115	7 090	178	423	828	284	519	-	9 593
Investissements corporels et incorporels	5 503	4 187	215	3 485	492	191	1 650	257	27	-	16 007
Emprunts et dettes financières	67 534	2 335	288	5 311	1 737	11 564	6 537	1 695	264	(31 674)	65 591
• *dont dettes externes*	*60 181*	*761*	*198*	*225*	*823*	*96*	*2 792*	*312*	*203*	-	*65 591*
• *dont dettes intersecteurs* [6]	*7 353*	*1 574*	*90*	*5 087*	*913*	*11 468*	*3 747*	*1 380*	*62*	*(31 674)*	-

(1) Au 31 décembre 2020, 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 28 398 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2) et la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 034 millions d'euros au Royaume-Uni.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 993 millions d'euros (voir note 13.3.4).

(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 912 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 ») et d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni »).

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
2021 :				
Chiffre d'affaires externe :				
• dont France [2]	31 678	16 960	377	49 015
• dont International et autres métiers	27 292	-	8 154	35 446
CHIFFRE D'AFFAIRES	**58 970**	**16 960**	**8 531**	**84 461**

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres [1]	Total
2020 :				
Chiffre d'affaires externe :				
• dont France [2]	27 261	15 731	298	43 290
• dont International et autres métiers	18 601	-	7 140	25 741
CHIFFRE D'AFFAIRES	**45 862**	**15 731**	**7 438**	**69 031**

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome.
(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*	2021	2020
Chiffre d'affaires	5.1	84 461	69 031
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(44 299)	(32 425)
Services extérieurs		(14 145)	(13 072)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(3 698)	(3 524)
Production stockée et immobilisée		8 987	7 888
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		261	247
Autres consommations externes [1]		**(8 595)**	**(8 461)**
Charges de personnel	**5.3**	**(14 494)**	**(13 957)**
Impôts et taxes sur rémunérations		(301)	(292)
Impôts et taxes liés à l'énergie		(1 672)	(1 635)
Autres impôts et taxes [2]		(1 357)	(1 870)
Impôts et taxes [3]		**(3 330)**	**(3 797)**
Autres produits et charges opérationnels	**5.4**	**4 262**	**5 783**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**18 005**	**16 174**

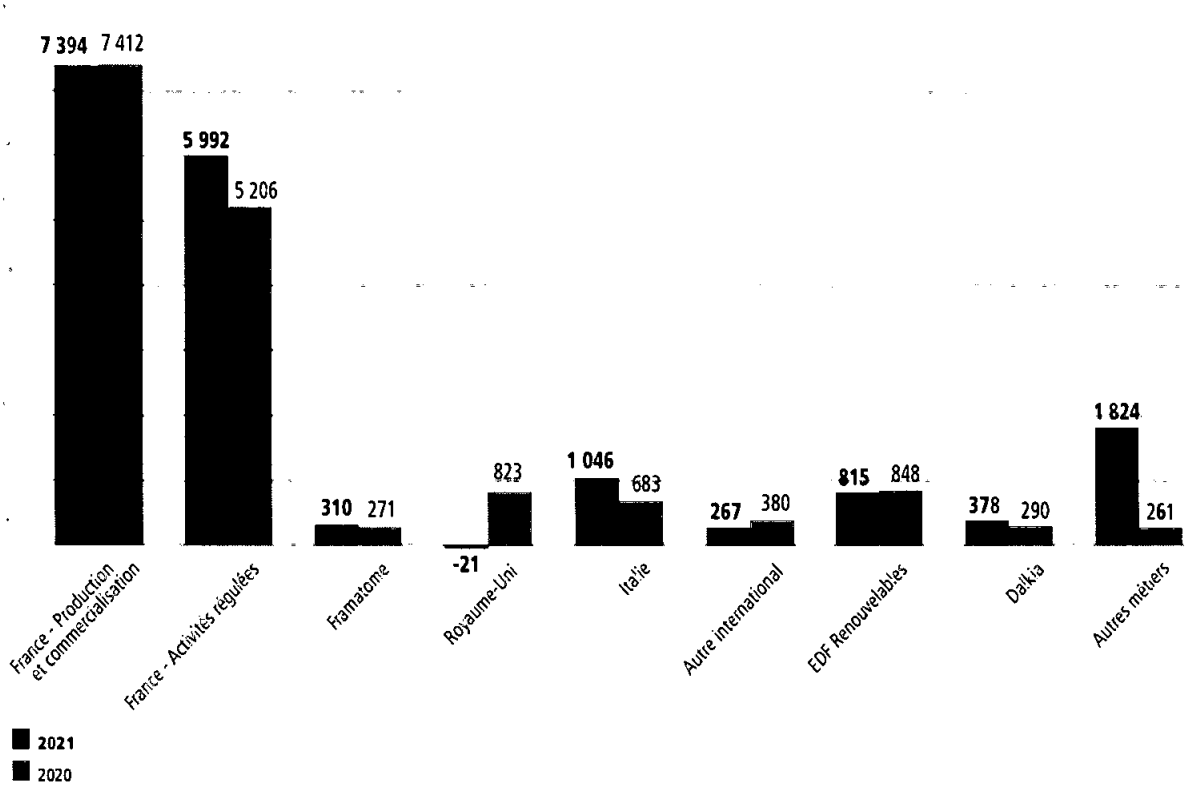
(1) Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 1,3 % par rapport à 2020.
(2) Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.
(3) Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 12 % par rapport au 31 décembre 2020, principalement en lien avec l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans son plan de relance.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 18 005 millions d'euros en 2021, en hausse organique de 11,3 % par rapport à 2020.

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2021 par rapport à 2020 est la suivante (voir note 4.1) :

Excédent brut d'exploitation

en M€



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en hausse organique de 11,3 % soit 1 825 millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France – Activités régulées (+ 15,1 % soit + 786 millions d'euros), Autres métiers (+ 1 563 millions d'euros), Italie (+ 53,0 % soit + 362 millions d'euros) et Royaume-Uni (- 108,0 % soit (889) millions d'euros).

La progression de l'excédent brut d'exploitation comprend la baisse des impôts de production en France pour un montant de 476 millions d'euros en lien avec les mesures décidées par le gouvernement dans son plan de relance, dont 322 millions d'euros sur le secteur France – Activités de production et commercialisation et 130 millions d'euros sur le secteur France – Activités régulées.

Pour rappel, l'excédent brut d'exploitation de l'année 2020 avait été affecté par la crise sanitaire pour un montant de l'ordre de (1 479) millions d'euros. Cet effet concernait principalement les secteurs suivants : France – Production et Commercialisation pour (872) millions d'euros ; France – Activités régulées pour (237) millions d'euros et Royaume-Uni pour (182) millions d'euros.

La stabilité de l'excédent brut d'exploitation de (21) millions d'euros du secteur France – Activités de production et commercialisation s'explique par différents facteurs, en particulier les deux effets contraires suivants : une production nucléaire en hausse de 25,3 TWh après une année 2020 fortement marquée par la crise sanitaire (effet évalué à 33 TWh en 2020 en lien avec la modulation et l'adaptation du programme d'arrêt), une production hydroélectrique en diminution de 2,6 TWh ; malgré les effets favorables de l'augmentation de la production, des effets prix énergie très défavorables en lien avec les achats-ventes marchés, des achats ayant dû être réalisés à prix très élevés notamment au quatrième trimestre dans le contexte d'arrêts de certaines centrales. L'excédent brut d'exploitation est par ailleurs soutenu par la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance du gouvernement.

L'excédent brut d'exploitation du secteur France – Activités régulées est en croissance de 786 millions d'euros, principalement en lien avec la hausse des volumes distribués de 15,8 TWh du fait d'un effet climat favorable, l'évolution des indexations tarifaires, et *a contrario* une hausse des achats d'énergie pour compenser les pertes en ligne avec la forte augmentation des prix de marché en fin d'année ; l'excédent brut d'exploitation est également soutenu par un niveau élevé des raccordements consommateurs et producteurs après une année 2020 affectée par les mesures liées à la crise sanitaire et la baisse des impôts de production.

La diminution de l'excédent brut d'exploitation d'EDF Renouvelables de (31) millions d'euros s'explique principalement par les conséquences négatives de la vague de froid exceptionnel au Texas et *a contrario* par l'évolution favorable de la production et des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) notamment aux États-Unis et au Portugal.

La hausse de l'excédent brut d'exploitation de 362 millions d'euros sur le secteur Italie est notamment en lien avec la reprise d'activité auprès des clients industriels sur le segment gaz et résidentiels et PME sur le segment électricité après une année 2020 affectée par la crise sanitaire, ainsi qu'un climat plus froid, dans un contexte de bonne performance de la production thermique et renouvelables et des activités d'optimisation. L'excédent brut d'exploitation est également soutenu par la plus-value de cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG).

Au Royaume-Uni, la forte diminution de l'excédent brut d'exploitation de (889) millions d'euros s'explique par différents facteurs : d'une part une moindre production nucléaire de 4 TWh et une forte diminution des prix réalisés du nucléaire liée aux achats effectués à des prix élevés pour livrer les clients dans ce contexte de production en recul, et par ailleurs, de reprise de la commercialisation aux clients professionnels, pénalisée par la crise sanitaire en 2020 ; d'autre part l'impossibilité de répercuter en 2021 aux clients bénéficiant d'un tarif variable plafonné (SVT) la hausse des prix de l'énergie au vu du fonctionnement du plafond, avec également une reprise du portefeuille clients de certains fournisseurs dans le contexte du mécanisme de fournisseur de recours mis en place par le régulateur.

La forte progression de l'excédent brut d'exploitation de Dalkia de 92 millions est notamment en lien avec la reprise des activités de services et de travaux après une année 2020 marquée par la crise sanitaire

Concernant les Autres métiers, l'amélioration de l'excédent brut d'exploitation de 1 563 millions d'euros s'explique par les activités gazières pour 881 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du gaz (incluant une variation des dotations/reprises sur provisions pour contrats onéreux entre les deux années) et par EDF Trading pour 567 millions d'euros, compte tenu de la forte volatilité des marchés observée en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas), et dans une moindre mesure par des cessions d'actifs immobiliers en France.

5.1 Chiffre d'affaires

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie aux clients finals dans le cadre de l'activité 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 mais facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues dans le chiffre d'affaires sur cette base.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du 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 le cadre sont comptabilisées nettes des achats lorsque la fourniture en euro à une autre entité est vendeuse. Celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie » 5.1. La position nette en euros est présentée, elle aussi, dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction principal/agent, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients.

Sont considérées comme n'étant pas distinctes de la fourniture d'énergie :

- lorsqu'elles constituent des prestations identiques de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment lorsqu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou lorsqu'elle est libre de fixer le tarif facturé au client final.

Les prestations de raccordement au réseau électrique 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 vendeur (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 construction, 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 produits dérivés sur matières premières (CO2, produits pétroliers et autres instruments environnementaux) ;
- de capacité ou de certificats de production électrique.

EDF Trading intervient notamment sur les marchés non réglementés d'Amérique du Nord dans le cadre de son activité de commercialisation.

En cas de contrepartie de CVA, ou autres ajustements de valorisation (comptabilisés en juste valeur par résultat), et de *trading* comptabilisé sous forme de coentreprise) sont présentés au travers de la part relative dans JERA Global Markets, co-détenue par JERA.

Mécanisme de capacité

Les mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement électrique 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 capacité visant à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er 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 petits sites soumis aux tarifs réglementés de vente 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 (directement via EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables, en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg et en tant qu'acheteur de petits tarifés réglementés (Électricité de Strasbourg).

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 24 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour 2026. Dans la délibération n° 2021-370 du 16 décembre 2021, 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 2023 et 2024 (notamment des valeurs forfaitaires, valeur de référence et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 17 mars 2022 la date d'ouverture des échanges de quantités de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Les enchères organisées par EPEX Spot pour les années de livraison 2023 et 2024 se sont déroulées au début mars 2022.

Une nouvelle phase de concertation est prévue en 2022 ; celle-ci portera sur les évolutions structurelles du mécanisme à partir de l'année de livraison 2026 et nécessitera un avis favorable de la Commission européenne.

Les sessions de marché de 2021 ont été marquées par une forte hausse des prix de la capacité pour les années 2026 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'est principalement expliqué par la prise en compte par les acteurs du risque de manière disproportionnée par rapport aux périodes de pointe dans le contexte de la future fermeture de Fessenheim. En 2021, les prix sont restés relativement bas pour les années de livraison 2022 et 2023 du fait de la surcapacité électrique tendue pour l'hiver 2021-2022.

Pour les années de livraison 2017 à 2021, les prix moyens de marché calculés sur les sessions de marché ont varié des années de livraison, ont été les suivants :

	10,0	0,3	17,0	19,5	2,0

L'année de livraison 2022 a été ouverte aux sessions de marché en 2020. Depuis, six sessions de marché centralisées ont été organisées en 2021. Elles ont conduit aux enchères et aux prix suivants :

- en 2020 : 16,6 € kW en août ; 38,9 € kW en juin ; 18,1 €/kW en octobre et 18,1 € kW en décembre ;
- en 2021 : 28,3 € kW en mars ; 28,2 € kW en avril ; 28,8 € kW en juin ; 29,9 € kW en septembre ; 31,5 € kW en octobre et 23,9 € kW en décembre.

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 aux prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité. Par ailleurs, l'ARENH bien qu'inchangée dans son niveau depuis sa mise en place, est retraité intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité. Les modalités de cession des garanties de capacité nouvelles à l'ARENH ayant été définies à la fin ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de souscription (i.e. coûts de souscription par MWh) soit à leur valeur de marché si moins ;
- les sorties du stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon le facteur du dispositif :
  - › exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères ou des cessions de gré à gré et sur la durée 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 (en principe à la date limite 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 constituée 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 un 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 réseau « National Grid » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. L'année de livraison couvre la période allant du 1er octobre au 30 septembre. Les exploitants de capacités ayant été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison par un tarif alimenté par les fournisseurs d'électricité.

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 et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

EDF Energy est concernée sur les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Concrètement la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de livraison et la contribution versée en tant que fournisseur d'électricité est enregistrée en achats d'énergie sur la période de livraison. 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.

En novembre 2018, la conformité du mécanisme de capacité aux dispositions relatives aux aides d'état a été annulée par un arrêt du Tribunal de la Cour de justice de l'UE, remettant une partie de son fonctionnement, mécanisme pendant lequel aucun paiement de capacité n'a pu être effectué.

En octobre 2019, à l'issue d'une enquête approfondie en matière d'aides d'État, la Commission européenne a de nouveau approuvé le mécanisme de capacité permettant la reprise des paiements.

En janvier 2020, les paiements de capacité affectés par la perte de suspension ont été effectués aux fournisseurs de capacité y compris ceux au titre de la production nucléaire, charbon et gaz d'EDF Energy. Le mécanisme de capacité continue à fonctionner et en juillet la production de nouvelles limites d'émissions a signifié que les centrales à charbon précédentes ne pouvaient pas participer au mécanisme de capacité pour les périodes postérieures au 30 septembre 2024. Le gouvernement britannique a également annoncé son intention d'exiger à terme des centrales électriques fonctionnant au charbon d'arrêter cette date. La revue du mécanisme par le gouvernement sur une période de 5 ans et publié en juillet 2019 prévoit que ce dernier s'engage à maintenir le mécanisme comme garantie du système tout en y apportant progressivement des améliorations. Le gouvernement britannique a confirmé dans son Livre blanc sur l'énergie (*Energy White Paper*) publié en décembre 2020 que la prochaine revue aurait lieu d'ici 2024 et qu'il s'engageait à examiner le mécanisme afin de renforcer avec d'autres marchés pour favoriser les investissements à long terme dans la production.

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 sur 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.

Les opérateurs peuvent participer à l'allocation de mettre à disposition en amont sur le marché du jour-avant (*Mercato del Giorno Prima*) et sur le marché infra-journalier (*Mercato per i Servizi di Dispacciamento*). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix inférieur au 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 50 GW ont été retenus à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 4,6 GW pour 2023 à un prix annuel de 75 k€/MW pour les nouvelles installations et 33 k€/MW pour les capacités existantes, l'éolien n'a pas participé à aucune enchère en 2021.

La prime fixe est versée en amont d'années sur l'année de livraison correspondante et sera mobilisée dès enclenchement des reversements à TERNA ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

5.1.1 Évolutions réglementaires en France

Les principales évolutions réglementaires relatives à l'exercice 2021 sont présentées ci-dessous, les évolutions 2022 sont présentées en note 23.

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE – Tarifs bleus)

Conformément à l'art. de 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 4 octobre 2016, 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 est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du taux d'apurement des écarts entre coûts et recettes des TRVE des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et à l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1er février 2021.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE a proposé que cette évolution s'applique à compter du 1er août 2021.

Cette évolution proposée est la conséquence de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1er août 2021 (soit + 3,33 % sur les TRVE TTC), de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et du vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,07 % sur les TRVE TTC), et de la remise à jour de la composante de mutualisation des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans comme la CRE l'avait annoncé (soit + 0,21 % sur le TRVE TTC).

La consolidation des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er août 2020 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation du tarif bleu résidentiel en TTC (et HT)	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC (et HT)	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
22/07/2020	1,94 % TTC (1,82 % HT)	1,58 % TTC (0,81 % HT)	29/07/2020	01/08/2020
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
16/01/2022	16/01/2022	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022

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 art. des L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, des 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 5 bis Distribution et TURPE 5 Transport

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période du 1er août 2017 au 31 juillet 2021.

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1er août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT », cette décision intégrant entre autres facteurs la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018, la méthodologie d'élaboration de la trajectoire de charges d'exploitation, les principes de régulation incitative, le cadre de régulation applicable à Linky n'étaient pas concernés par cette délibération.

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1er août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,45 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

S'agissant des charges de transport, le 14 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1er août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 % compensée par une diminution de 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser certains écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquels sont fondés les tarifs

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 publiées au Journal officiel de la République française n° 20[illegible] 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 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-15 du 21 janvier 2021, décision portant sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actifs à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,8 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1er août 2021 et à + 1,49 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-14 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 + 1,89 % au 1er août 2021 et à + 1,57 % par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

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 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 tarifs réglementés électricité donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison [PDL] jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant auquel elle considère comme un plafond, que 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. Le 23 décembre 2016, la société ENGIE avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par ENGIE concernant la disposition introduite par la loi Hydrocarbures n'ouvrant pas la possibilité d'octroyer un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil constitutionnel dans sa décision n° 2018-776 du 19 avril 2019. La procédure devant le Tribunal de commerce de Paris est toujours en cours.

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 contribuer à 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, Électricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération du 28 juillet 2021, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la situation de la trésorerie du compte de péréquation de l'électricité pour N+1, à 790,3 millions d'euros au titre de 2021.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 7 octobre 2021 fixe les contributions et les soutiens des différents opérateurs du réseau de distribution au FPE au titre de 2021. La contribution forfaitaire de Strasbourg Électricité Réseaux s'est ainsi élevée à 1,7 million d'euros et celle d'Enedis à 2[illegible] 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

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals actés signataire 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 fourniture de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté à 100 TWh par an (soit près de 25 %).

Par sa délibération n° 2021-359 du 18 novembre 2021, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande excédentaire supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2022 et a rappelé au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des conditions tarifaires et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle a spécifié que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (la fourniture aux gestionnaires de réseaux qui ne le sont pas), pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats relatifs à la cession de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le prix d'écrêtement des fournisseurs alternatifs.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020, permettant ainsi au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh par arrêté ministériel. Elle permet en outre de revoir le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire (voir note 23).

Compte tenu de la crise sanitaire, la demande des fournisseurs alternatifs (hors EDF et gestionnaires de réseaux pour l'année 2022 s'est élevée à 160,46 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,55 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 160,33 TWh, et procédé à l'écrêtement des volumes de chacun fournisseur. A cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales via les contrats finalisant la cession d'ARENH et les volumes alloués au titre des pertes réseaux 26,4 TWh).

Des contentieux entre l'ARENH ont par ailleurs été initiés en 2020 par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 12.4.4.

Comme annoncé dans le projet de PPI soumis le 25 janvier 2019, le gouvernement avait lancé en janvier 2021 un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020. La ministre de la transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avaient confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts soutenus par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. En 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.

· 6

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	77 432	62 918
dont ventes d'énergie [1]	56 866	*43 767*
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement [2]*)*	20 566	*19 151*
Autres ventes de biens et de services	5 511	5 201
Trading	1 518	912
CHIFFRE D'AFFAIRES	**84 461**	**69 031**

(1) En 2021, les ventes d'énergie incluent 1 623 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 112 millions d'euros en 2020. 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 2021, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz) et l'Italie (électricité). En 2020, il s'agissait de la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et le Royaume Uni (électricité).

(2) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Électricité 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 l'exercice 2021 est en hausse de 21,6 % soit + 14,9 milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne quasiment tous les segments, en lien avec l'augmentation du prix des énergies et la reprise de l'activité après une année 2020 marquée par la crise sanitaire, et en particulier les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+ 16,3 % soit + 4,4 milliards d'euros), France – Activités régulées (+ 8,1 % soit + 1,3 milliard d'euros), Italie (+ 88,3 % soit + 5,2 milliards d'euros), Autres métiers (+ 90,6 % soit + 1,7 milliard d'euros), Dalkia (+ 21,3 % soit + 0,8 milliard d'euros) et le Royaume-Uni (+ 8,3 % soit + 0,8 milliard d'euros).

Pour rappel, le chiffre d'affaires de l'année 2020 avait été affecté par la crise sanitaire pour un montant estimé à (2 306) millions d'euros. Les principaux secteurs opérationnels concernés étaient la France – Activités de production et de commercialisation pour (1 083) millions d'euros, la France – Activités Régulées pour (278) millions d'euros, le Royaume-Uni pour (451) millions d'euros, l'Italie pour (90) millions d'euros et Dalkia pour (193) millions d'euros.

Le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production est en hausse organique de + 4,4 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix de marché de l'énergie favorables sur les reventes d'obligations d'achat. Le chiffre d'affaires est également marqué par les deux effets contraires suivants : une production nucléaire en hausse de 25,3 TWh après une année 2020 fortement marquée par la crise sanitaire (effet évalué à 33 TWh en 2020 en lien avec la modulation et l'adaptation du programme d'arrêt), une production hydroélectrique en diminution de 2,6 TWh, malgré les effets favorables de l'augmentation de la production, des effets prix énergie très défavorables en lien avec les achats-ventes marchés, des achats ayant dû être réalisés à prix très élevés notamment au quatrième trimestre dans le contexte d'arrêts de certaines centrales.

Le chiffre d'affaires du segment est également soutenu par la bonne activité de filiales de services.

La hausse du chiffre d'affaires sur la France – Activités régulées (+ 1,3 milliard d'euros) est principalement liée aux évolutions du TURPE distribution, dans un contexte d'augmentation des quantités acheminées (climat plus froid en 2021 qu'en 2020), ainsi qu'à la hausse des prestations de raccordements (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire, tout particulièrement au premier semestre 2020).

La hausse du chiffre d'affaires de l'Italie pour + 5,2 milliards d'euros s'explique principalement par des effets prix favorables sur le gaz constatés sur l'ensemble des marchés, et dans une moindre mesure par un effet volume. La hausse des prix de l'électricité participe également à la progression du chiffre d'affaires sur l'exercice 2021.

La croissance organique du chiffre d'affaires des Autres métiers de + 1,7 milliard provient essentiellement du chiffre d'affaires des activités gazières (+ 1,0 milliard d'euros) du fait de la hausse des prix de marché de gros du gaz, et du chiffre d'affaires d'EDF Trading (+ 0,6 milliard d'euros), du fait de la performance des activités de *trading* réalisées dans un contexte de forte volatilité des marchés de commodités en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas de début d'année).

Le chiffre d'affaires de Dalkia est en hausse organique de + 0,8 milliard d'euros, ce qui s'explique notamment par la progression du volume d'activités (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire en 2020, tout particulièrement au premier semestre d'année 2020) conjuguée à une forte hausse du prix du gaz et à un effet volume favorable en 2021 (effet climat).

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)	2021	2020
Achats consommés de combustible – production d'énergie*	(14 973)	(10 162)
Achats d'énergie*	(21 417)	(14 645)
Charges de transport et d'acheminement	(8 088)	(7 916)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(10)	(22)
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	189	320
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(44 299)**	**(32 425)**

** En 2021, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 864 et 4 167 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 514 et 1 674 millions d'euros en 2020. En 2021, 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). En 2020, il s'agissait des mêmes secteurs.*

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire et matières fissiles principalement, gaz dans une moindre mesure, 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 droits 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 augmentent de 11,4 milliards d'euros par rapport à 2020, principalement sur les secteurs Italie pour 4,9 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz), France – Production Commercialisation pour 2,5 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité) et Royaume-Uni (1,8 milliard d'euros). Cette augmentation du montant des achats s'explique principalement par l'effet de la hausse des prix de marché des commodités.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Rémunérations	(9 351)	(9 024)
Charges de sécurité sociale	(2 009)	(2 020)
Intéressement et participation	(319)	(271)
Autres contributions liées au personnel	**(350)**	**(347)**
Autres charges liées aux avantages à court terme	(219)	(219)
Avantages à court terme	**(12 298)**	**(11 881)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 029)	(952)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 003)	(944)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(2 032)**	**(1 896)**
Autres avantages à long terme	(132)	(155)
Indemnités de fin de contrat	(32)	(25)
Autres charges de personnel	**(164)**	**(180)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(14 494)**	**(13 957)**

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 3,5 % par rapport à 2020, principalement sur les secteurs Framatome, Royaume-Uni, Dalkia et EDF Renouvelables.

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2021	2020
Statut IEG	94 775	95 530
Autres	68 648	65 673
EFFECTIFS MOYENS	**163 423**	**161 203**

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans la section 3.3.3.9 « Détails des effectifs du Groupe » du Document d'enregistrement universel 2021.

5.4 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	2021	2020
Subventions d'exploitation	*5.4.1*	5 685	8 305
Résultat de déconsolidation	*5.4.2*	302	221
Résultat de cession d'immobilisations	*5.4.2*	(29)	(229)
Dépréciations/reprises nettes des actifs courants*		124	(203)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(381)	(348)
Autres produits et charges	*5.4.3*	(1 439)	(1 963)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**4 262**	**5 783**

** Voir les dépréciations des créances clients liées à la crise sanitaire en note 1.4.3.*

5.4.1 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 2021 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 472 millions d'euros en 2021 (8 081 millions d'euros en 2020). La diminution du produit de la CSPE s'explique principalement par le niveau élevé des prix de marché observés en 2021 comparativement aux prix observés en 2020.

La dette d'exploitation au 31 décembre 2021 est comptabilisée en « Autres créditeurs » (voir note 13.5).

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, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances des coûts de Service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser. Initialement compensées via deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » au Budget Général, les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2021 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2021 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 9,1 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 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 la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, dénommée « Contribution au Service public de l'électricité » (CSPE), sont reversées directement au Budget Général. La taxe CSPE 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 consomment de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2021.

5.4.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2021 :

- des 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 245 millions d'euros (210 millions d'euros en 2020) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et la plus-value de cession d'IDG (réseau de distribution de gaz, voir note 3.1) pour 260 millions d'euros.

5.4.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, des compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France et les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables. L'évolution favorable des autres produits et charges sur l'année 2021 s'explique principalement par l'évolution de ce complément de rémunération liée à la hausse des prix de marché et dans une moindre mesure par la diminution des coûts liés aux CEE.

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. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France.

Ils comprennent également depuis le premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

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 au maximum 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.

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 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2021 :

- des charges à hauteur de 126 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 57 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 54 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 15 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 57 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'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 définis par l'État et les achats de certificats à des acteurs et grilles.

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 certificats excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisés en stocks. Ces derniers peuvent être utilisés pour atténuer l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures 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

4e période CEE (2018 à 2021) :

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat). Elle est principalement caractérisée par un fort relèvement du niveau d'obligations d'économies d'énergie (+ 67 % pour les obligations dites « classiques » et 533 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité), et par l'annonce d'un chapitre relatif à la lutte contre la fraude (renforcement du nombre et de l'efficacité des contrôles et des sanctions).

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15 €/MWh manquant.

Pour répondre à ses obligations, EDF a toutes les capacités pour accroître la production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment part des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aides à l'éclairage, à la rénovation d'une chaudière au fioul par une pompe à chaleur, aboutissant à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les ménages d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de la pompe à chaleur, ...).

Malgré le fort relèvement en 4e période du niveau d'obligations d'économies d'énergie, le groupe EDF a rempli son obligation CEE au titre de la 4e période (2018-2021) et dispose d'un stock au début de la 5e période 2022-2025).

5e période CEE (2022 à 2025) :

Le décret n° 2021-732 relatif à la 5e période du dispositif des CEE (2022-2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroît l'efficacité du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles, ...), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (baisse de l'obligation précitée, paramètre restent aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité prévente à 20 €/MWh) et fixe sur les années de cette période :

- le niveau d'obligation global augmente de 133 % à 2 400 TWhc pour la période obligatoire (précarité + 87 % à 730 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 720 TWhc) ;
- le coût cumulé CEE (€/MWhc) à produire par MWh d'énergie vendue baisse de 50 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la fraction CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 220 GWh/an en 2023 et enfin 150 GWh/an en 2024 et pour les années suivantes.

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 remplissent pas les critères de 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 du bas du 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)	2021	2020
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE *TRADING*	(215)	(175)

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (1 123) millions d'euros au 31 décembre 2021. Ils comprennent principalement :

- le produit de 505 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre AREVA et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2), pour un montant de 563 millions d'euros, après déduction, principalement, des montants encaissés pour compte de tiers, et d'actifs antérieurement comptabilisés au bilan ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (573) millions d'euros au 31 décembre 2021 (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- les résultats de cession de Dalkia Wastenergy et de la participation dans CENG pour un montant total de (286) millions d'euros (voir note 3.1) ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de (164) millions d'euros, incluant la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacités (voir notes 2 et 10.8) ;
- des provisions en lien avec les procédures civile, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5) ;
- une provision en lien avec des procédures contentieuses en cours.

Les autres produits et charges d'exploitation comprennent également des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (487) millions d'euros au 31 décembre 2020. Ils comprenaient principalement les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (397) millions d'euros en 2020.

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Charges d'intérêts sur opérations de financement*	(1 494)	(1 699)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	15	90
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	32	(8)
Résultat net de change sur endettement	(12)	7
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 459)**	**(1 610)**

* *Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2021 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (75) millions d'euros ((80) millions d'euros en 2020).*

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de désactualisation 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 cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2021	2020
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme [1]	(498)	(637)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs [2]	(2 109)	(2 679)
Autres provisions et avances	(63)	(417)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(2 670)**	**(3 733)**

(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).

La baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'actualisation réel de 10 points de base en 2021 contre 20 points de base en 2020, s'agissant des provisions nucléaires en France (voir note 15.1.1).

La baisse de la charge de désactualisation sur les « Autres provisions et avances » s'explique principalement par l'évolution de la méthodologie de détermination des taux d'actualisation mise en œuvre en 2020 sur les différentes provisions (contrats onéreux notamment).

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	38	35
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	312	181
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	673	691
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 683	1 253
Autres charges financières	(217)	(102)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	120	(254)
Produits sur les actifs de couverture	319	378
Intérêts d'emprunts capitalisés	561	579
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**4 489**	**2 761**

Les « Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2021 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 605 millions d'euros (518 millions d'euros en 2020) ,
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 68 millions d'euros (dont 41 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 173 millions en 2020 (dont 162 millions d'euros en 2020 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2021, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 683 millions d'euros. Dans un contexte de marchés haussiers, cette évolution globalement favorable sur l'année s'explique par la variation de juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 739 millions d'euros.

En 2020, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de 1 253 millions d'euros incluaient 1 218 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Note 9 Impôts sur les résultats

Principes et méthodes comptables

Les impôts sur les résultats comprennent la charge de produit d'impôt courant et 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'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12, le groupe considérant que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés 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 scénarii 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 bénéfice imposable de la période déterminé en appliquant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles existant entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction, qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

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 impôts différés 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 élément sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de la 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 et au-delà d'impôts différés passifs de même nature.

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.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2021	2020
Impôts courants	(2 016)	(747)
Impôts différés	616	(198)
TOTAL	**(1 400)**	**(945)**

En 2021, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 679) millions d'euros et des autres filiales pour (337) millions d'euros (respectivement (604) millions d'euros et (143) millions d'euros en 2020).

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2021	2020
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 585	1 293
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	28,41 %	32,02 %
Charge théorique d'impôt	**(1 587)**	**(414)**
Différences de taux d'imposition [1]	(349)	(225)
Différences permanentes	(160)	6
Impôts sans base [2]	727	(27)
Actifs d'impôts différés non reconnus [3]	(36)	(288)
Autres	5	3
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(1 400)**	**(945)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**25,09 %**	**73,10 %**

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 400) millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 % (contre (945) millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de 455 millions d'euros en 2021 est essentiellement liée à la hausse de 4 292 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 219 millions d'euros.

La charge d'impôt intègre également les effets favorables de la reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis et de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensés par l'effet défavorable de la hausse à compter de 2023 du taux d'imposition de 19 % à 25 % au Royaume-Uni (créant un effet négatif plus important qu'en 2020 où le taux d'imposition était passé de 17 % à 19 %).

Concernant plus particulièrement la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, dans le cadre des mesures fiscales accordées en réponse à la Covid, les sociétés italiennes bénéficient de la possibilité accordée par le décret-loi 104/2020, art. 110, de réaligner la valeur fiscale de certains de leurs actifs et goodwill sur leur valeur comptable en contrepartie du paiement d'un impôt de 3 %. Les sociétés italiennes du Groupe ont opté, au 31 décembre 2021, pour le réalignement de la valeur fiscale de certains actifs corporels et goodwill.

Enfin, la charge d'impôt de 2020 avait été fortement grevée par la décision défavorable rendue par le Conseil d'État en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA sans équivalent en 2021.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni et la cession de CENG), le taux effectif d'impôt courant en 2021 ressort à 21,3 %, contre 19,0 % en 2020.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2021 :
  - [1] l'impact défavorable pour 359 millions d'euros des différences de taux d'imposition lié à l'augmentation du taux normatif d'imposition au Royaume-Uni de 19 % à 25 % à partir de 2023,
  - les impacts favorables de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie pour 422 millions d'euros et de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (pour 157 millions d'euros),
  - [3] la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (36) millions d'euros, dont (309) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur l'année sur la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 191 millions d'euros.
- pour 2020 :
  - [1] l'impact défavorable des différences de taux d'imposition pour 225 millions d'euros, principalement lié à l'augmentation du taux d'imposition au Royaume-Uni de 17 % à 19 % et à l'écart entre les taux applicables à l'impôt courant (32,02 %) et à l'impôt différé en France (28,41 % ou 25,82 %, selon l'horizon de retournement des différences temporaires),
  - [2] l'impact économique des contentieux fiscaux, pour (175) millions d'euros, partiellement compensé par l'effet positif de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 162 millions d'euros,
  - [3] la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (288) millions d'euros, dont (361) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur les contentieux fiscaux (résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause), en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2021	2020
Impôts différés actifs	1 150	557
Impôts différés passifs	(3 115)	(2 295)
Impôts différés nets au 1er janvier	***(1 965)***	***(1 738)***
Variation en résultat net	616	(198)
Variation en capitaux propres	694	(215)
Écarts de conversion	(93)	72
Mouvements de périmètre*	28	69
Autres mouvements	(14)	45
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**(734)**	**(1 965)**
Dont impôts différés actifs	1 667	1 150
Dont impôts différés passifs	(2 401)	(3 115)

* *Les mouvements de périmètre concernent essentiellement la cession de West Burton.*

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2021 est liée à hauteur de (510) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((238) millions d'euros sur l'exercice 2020) ainsi qu'à hauteur de 1 223 millions d'euros sur les variations de juste valeur des couvertures ((50) millions d'euros sur l'exercice 2020).

9.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 201)	(6 194)
Provisions pour avantages du personnel	4 706	5 222
Autres provisions et pertes de valeur	346	321
Instruments financiers	1 408	290
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	2 084	1 172
Autres	1 080	711
Impôts différés actifs et passifs	**3 343**	**1 523**
Impôts différés actifs non reconnus	(4 077)	(3 489)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(734)**	**(1 965)**

Au 31 décembre 2021, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 4 077 millions d'euros (3 489 millions d'euros au 31 décembre 2020) et se situent principalement en Italie, en France et aux États-Unis.

En Italie, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 310 millions d'euros est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondant est non reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 913 millions d'euros (2 900 millions d'euros au 31 décembre 2020) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 730 millions d'euros (428 millions d'euros en 2020) est principalement liée à des déficits dont l'expiration se situe entre 2030 et 2037 (concernant les déficits générés avant le 31 décembre 2017), ou à un horizon illimité (concernant les déficits générés après cette date).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédit d'impôts activés sont de 1 140 millions d'euros (584 millions d'euros en 2020) et se situent principalement aux États-Unis pour 286 millions d'euros (151 millions d'euros en 2020), au Royaume-Uni pour 548 millions d'euros (173 millions d'euros en 2020), en France pour 51 millions d'euros (52 millions d'euros en 2020), et en Allemagne pour 65 millions d'euros (47 millions d'euros en 2020). Ils 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*	31/12/2021	dont immobilisations en cours*	31/12/2020	dont immobilisations en cours*
Goodwill	*10.1*	10 945	n.a.	10 265	n.a.
Autres actifs incorporels	*10.2*	10 221	1 793	9 583	1 581
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	*10.3*	98 237	45 220	92 600	39 460
dont actifs au titre du droit d'utilisation	*10.4*	*4 146*	*n.a.*	*4 116*	*n.a.*
Immobilisations en concessions des autres activités	*10.5*	6 881	621	6 858	574
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		**126 284**	**47 634**	**119 306**	**41 615**

n.a. : non applicable

** 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, majoré de 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.

Évaluation 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 moins une fois par an selon les modalités décrites en note 10.8.

En 2021, les goodwill portent principalement sur l'entité Framatome pour 1 428 millions d'euros ainsi que sur EDF Energy pour 8 095 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2021 et 2020 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 265**	**10 623**
Acquisitions	143	139
Cessions	(1)	-
Pertes de valeur (note 10.8)	-	(31)
Écarts de conversion	537	(439)
Autres mouvements	1	(27)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**10 945**	**10 265**
Valeur brute à la clôture	11 715	11 032
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(770)	(767)

En 2021, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C par Framatome pour 92 millions d'euros (voir note 3.1) ;
- des écarts de conversion pour 537 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2020, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Pod Point par EDF Energy pour 74 millions d'euros, entreprise spécialisée dans la charge pour véhicules électriques au Royaume-Uni ;
- la première consolidation d'Energy2market pour 37 millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (439) 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, à l'exception, le cas échéant, des coûts de paramétrage, 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 sur plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de recherche et 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 contrats amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- de la valeur positive des contrats d'achats portés d'énergie entités à leur juste valeur dans le cadre de regroupements 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 « immobilisation incorporelle » (voir note 1.4.5) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudière nucléaire et de fabrication de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment certaines marques, 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 droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 2.10.1.1 et 20.1.2).

Droits 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. Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, celui-ci a transposé la directive européenne dans son droit national.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs assujettis, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre représentatif de leurs émissions de l'année.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Fawley, Dalkia, et Framatome.

Le traitement comptable des droits d'émission est caractérisé par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » :
  - 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).

À chaque clôture, une provision est constatée lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité sont supérieures aux droits détenus ou achetés à terme, déduction faite des éventuelles ventes à terme (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché auquel est soldée la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute d'estimation non compensée.

Si le nombre de droits d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

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. Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, cette directive a été transposée par le législateur.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'émission d'un certificat vert spécifique pour cette production d'énergie renouvelable (c'est le cas 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 achetés sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Droits 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 notamment du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle) et de ceux déjà achetés (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acheter (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 (voir note 17.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre [2]	Autres mouvements	31/12/2021
Logiciels	5 970	897	(83)	76	2	(75)	6 787
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts	769	1 820	(1 732)	21	-	22	900
Autres immobilisations incorporelles	7 546	54	(52)	45	58	14	8 152
Immobilisations incorporelles en cours [1]	1 581	207	(8)	4	11	(2)	1 793
Valeurs brutes	**16 370**	**3 465**	**(1 875)**	**146**	**71**	**(41)**	**18 136**
Logiciels	(3 569)	(756)	79	(58)	5	17	(4 282)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(216)	(25)	-	-	-	-	(241)
Autres immobilisations incorporelles	(3 002)	(463)	51	(32)	15	39	(3 392)
Amortissements et pertes de valeur	**(6 787)**	**(1 244)**	**130**	**(90)**	**20**	**56**	**(7 915)**
VALEURS NETTES	**9 583**	**2 221**	**(1 745)**	**56**	**91**	**15**	**10 221**

(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 présentées en note 10.6.

(2) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Luminus (acquisition d'Essent).

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2021 :

- 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 1 341 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, 712 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Une dépréciation nette des autres actifs incorporels de 59 millions d'euros a été enregistrée en 2021 ((85) millions d'euros en 2020).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 487 millions d'euros en 2021 (518 millions d'euros en 2020).

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 directement imputables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation dès lors qu'il s'agit d'actifs éligibles 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, les actifs sont évalués et valorisés aux mêmes montants que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sûreté engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdiction d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sûreté 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.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, il donne lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

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.

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 60 ans ;
- installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans ;
- centrales thermiques à flamme (principalement CCG+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)	31/12/2020	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre [1]	Autres mouvements [2]	31/12/2021
Terrains et constructions	14 091	346	(122)	66	(210)	46	14 217
Installations production nucléaire	77 329	3 765	(2 546)	784	-	204	79 536
Installations productions thermique et hydraulique	18 166	330	(119)	179	(1 188)	(3)	17 365
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	20 620	3 026	(691)	641	(934)	(25)	22 637
Actif au titre du droit d'utilisation [3]	5 733	764	-	68	(88)	(273)	6 204
Immobilisations en cours [4]	39 616	4 637	(40)	1 251	(33)	(63)	45 368
Valeurs brutes	**175 555**	**12 868**	**(3 518)**	**2 989**	**(2 453)**	**(114)**	**185 327**
Terrains et constructions	(7 843)	(608)	79	(16)	71	(13)	(8 330)
Installations production nucléaire	(50 353)	(3 907)	2 449	(465)	-	(1 379)	(53 655)
Installations productions thermique et hydraulique	(13 450)	(643)	116	(203)	994	646	(12 540)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(9 536)	(1 347)	647	(229)	51	56	(10 358)
Actif au titre du droit d'utilisation [3]	(1 617)	(723)	-	(8)	81	208	(2 059)
Immobilisations en cours [4]	(156)	(39)	1	(6)	8	44	(148)
Amortissements et pertes de valeur	**(82 955)**	**(7 267)**	**3 292**	**(927)**	**1 205**	**(438)**	**(87 090)**
VALEURS NETTES	**92 600**	**5 601**	**(226)**	**2 062**	**(1 248)**	**(552)**	**98 237**

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renouvelables (opérations DVAS) et EDF Energy (cession de West Burton B – voir note 3.1).

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour 495 millions d'euros (voir note 15.1).

(3) Les actifs au titre du droit d'utilisation sont présentés en note 10.4.

(4) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les variations observées sur les immobilisations de production incluent un impact lié aux écarts de conversion pour 2 062 millions d'euros, du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro et pour (1 031) millions d'euros liés à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 1 300 MWe au 1er janvier 2021 (voir note 1.4.1).

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 MWe, 20 réacteurs 1 300 MWe et 4 réacteurs 1 450 MWe, est de 50 ans pour les paliers 900 MWe (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MWe (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, qui prévoit – outre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim qui a été effective sur le premier semestre 2020 conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 abrogeant l'autorisation d'exploiter la centrale – la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035, ce qui correspond à une fermeture de deux réacteurs 900 MWe en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale (deux autres réacteurs pourraient également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées pour ces deux réacteurs les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'arrêt total d'un site. à la demande du gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre. Ainsi, nonobstant les durées d'amortissement indiquées ci-dessus, l'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à prendre en compte, depuis 2020, différents scénarios de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MWe, avec un effet à la hausse de 29 millions d'euros des provisions nucléaires (en particulier sur les provisions pour déconstruction, du fait du raccourcissement de quelques années des échéanciers de décaissement). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations aux amortissements sans impact significatif sur les comptes du Groupe.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1er juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1er avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust.

Le 31 mars 2021, la centrale du Havre a été mise à l'arrêt définitivement.

La modification des dates de fin d'amortissement effectué en 2019 conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 222 millions d'euros sur l'année 2021 (250 millions d'euros sur l'année 2020, la centrale du Havre ayant arrêté de fonctionner le 31 mars 2021).

Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Ecocombust de développement d'un combustible à base de bois « déchets », dit de classe B, alternatif au charbon, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies : le coût du projet qui ne permettait pas de garantir un prix attractif du produit final et le retrait récent de notre partenaire industriel.

EDF avait initié le projet Ecocombust en 2015. Depuis fin 2018, le projet consistait à la fois à adapter la centrale de Cordemais à ce combustible alternatif et à produire des granulés sur site en y créant une usine de production dédiée. EDF a mené avec succès des études de faisabilité technique et environnementale.

Le caractère très innovant et le manque de retour d'expérience sur ce type de produit, ainsi que l'envolée récente des prix des matières premières, ont pénalisé l'économie du projet. De plus, le partenaire avec lequel EDF avait ouvert les discussions concernant le traitement des effluents de l'usine de production de granulés a décidé de se retirer du projet. Ce retrait entraînant un retard dans la date de mise en service industrielle à 2024, la centrale de Cordemais n'aurait pas pu produire de l'électricité via un combustible alternatif au charbon sur la période 2022/2024.

La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. La date de fin d'amortissement est ainsi maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement a été accéléré à compter du second semestre 2021 afin de tenir compte des nouvelles modalités de fonctionnement envisagées. Les dépenses investies dans le cadre du projet Ecocombust ont par ailleurs été passées en pertes au 30 juin 2021.

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, applicable à compter du 1er janvier 2019, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif donné pour une certaine période, moyennant une contrepartie.

Les actifs concernés, qui bien qu'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 du 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 nucléaires terrestres, parcs éoliens, et pour une part moindre 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 à l'actif 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'utilisation 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 lorsque celles-ci 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 de référence d'emprunt d'EDF, ajustés du risque devise, 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 au contrat.

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 comptablement en résultat financier et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe applique les exemptions permises par la norme : les contrats ayant une durée résiduelle inférieure à 12 mois à la prise en location portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En contrepartie, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Si le Groupe réalise une opération de cession-bail – c'est-à-dire vend un bien à un tiers pour le louer en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 15, l'actif au titre du droit d'utilisation constitué au bilan est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien à laquelle s'applique le ratio représentant la proportion du droit d'utilisation conservée par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le Groupe ne rapporte uniquement à la proportion du droit d'utilisation effectivement cédée au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de variabilité du projet le prévoient pas les valeurs de marché.

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 un financement sans transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier au bilan et étale le remboursement du nominal reçu est 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)	31/12/2020	Augmentations [1]	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements [2]	31/12/2021
Terrains et constructions	4 740	479	-	1	(68)	5 152
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	993	285	-	(89)	(137)	1 052
Valeurs brutes	**5 733**	**764**	**-**	**(88)**	**(205)**	**6 204**
Terrains et constructions	(1 055)	(566)	-	3	89	(1 529)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(562)	(157)	-	78	112	(529)
Amortissements et pertes de valeur	**(1 617)**	**(723)**	**-**	**81**	**201**	**(2 058)**
VALEURS NETTES	**4 116**	**41**	**-**	**(7)**	**(4)**	**4 146**

(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 de la comptabilisation des contrats de location en tant que preneur selon IFRS 16 sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2021	2020
Revenus en provenance des sous-locations	56	56
Charges au titre des loyers variables	(53)	(46)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(70)	(106)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	**(67)**	**(96)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(723)	(697)
Résultat d'exploitation	**(790)**	**(793)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(75)	(80)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	**(865)**	**(873)**

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2021	2020
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES À L'OBLIGATION LOCATIVE	**(801)**	**(795)**

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 729 millions d'euros en 2021 (719 millions d'euros en 2020).

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 1.1) ;
- 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 (ligne, sous-...).

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 29 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore prévu à leur renouvellement. Depuis leur date d'expiration, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », institué 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 (article renouvellement article L. 521-16 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 par la société dans le cadre de ces concessions (biens propres) sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'amortissement sont les suivantes :

- barrages hydrauliques (génie civil) : 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 40 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'exploitation pour une durée limitée et assorti d'un contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de remplacements 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 ».

Les installations des concessions sont généralement composées de :

- chaufferies ;
- réseaux ;
- extensions de réseaux ;
- raccordements au réseau, et
- sous-stations.

Les actifs incorporels sont amortis de manière linéaire sur la durée des contrats de concession qui est comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont classées 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 concessions 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 au fonds d'État et 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)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2021
Terrains et constructions	1 640	17	(17)	1	-	1 641
Installations productions thermique et hydraulique	11 711	260	(96)	21	38	11 934
Autres	677	13	(16)	-	6	680
Immobilisations en cours*	590	64	(4)	-	(11)	639
Valeurs brutes	**14 618**	**354**	**(133)**	**22**	**33**	**14 894**
Terrains et constructions	(980)	(34)	16	-	1	(997)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 282)	(291)	92	-	(24)	(6 505)
Autres	(482)	(35)	19	-	6	(492)
Immobilisations en cours*	(16)	(2)	(4)	-	2	(19)
Amortissements et pertes de valeur	**(7 760)**	**(362)**	**123**	**-**	**(15)**	**(8 013)**
VALEURS NETTES	**6 858**	**(8)**	**(10)**	**22**	**19**	**6 881**

** Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.*

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2021 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)	2021	2020
Autres actifs incorporels en cours	1 793	1 581
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours	45 220	39 460
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	621	574
IMMOBILISATIONS EN COURS	**47 634**	**41 615**

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2021 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 761 millions d'euros (577 millions d'euros au 31 décembre 2020) et aux SMR (*small modular reactors*) pour 69 millions d'euros.

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 MWe au lieu de 1 450 MWe pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les Pouvoirs Publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), l'identification des sites d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Le programme a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, 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. Aucune décision d'investissement n'a été prise à ce stade, ce programme devra faire l'objet d'une régulation et d'un financement adaptés.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR, Small Modular Reactors)

Concernant les réacteurs de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™, centrale à eau pressurisée de 340 MW composée de deux modules de 170 MW, s'est poursuivi en 2021. Dans cette fourchette de puissance, le produit est conçu pour être largement commercialisable à l'export, de manière à contribuer au remplacement massif des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. Cette commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devra démarrer à l'horizon 2030.

Le développement du produit, son industrialisation et sa commercialisation se font sous le pilotage d'EDF, qui bénéficie de l'appui des ingénieries du CEA, Naval Group et TechnicAtome. Compte tenu de sa cible à l'export, ce développement fait également l'objet d'instructions d'opportunités de coopérations avec un ou plusieurs partenaires internationaux, notamment européens.

La phase de *conceptual design* actuellement en cours bénéficie d'un soutien public budgétaire de 50 millions d'euros octroyé par l'État français dans le cadre du plan « France Relance ».

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles

Au 31 décembre 2021, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 014 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (14 565 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant des intérêts intercalaires pour 3 291 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2021 est de 15 251 millions d'euros, comprenant également un montant de 231 millions d'euros [1] en immobilisations mises en service, dont 25 millions d'euros d'intérêts intercalaires (voir note 10.3).

  Ce montant immobilisé de 15 251 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 529 millions d'euros ;
  - ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 781 millions d'euros ; et
  - tient compte de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 311 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes) ;
  - soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021 de 10 445 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires) de 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros courants.

  En effet, le 12 janvier 2022, le Groupe a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros courants (hors intérêts intercalaires).

  Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indiquait que selon ses calculs, aux coûts de construction, communiqués par EDF lors de son communiqué de presse du 9 octobre 2019, de 12,4 milliards d'euros courants s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros courants, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 31 décembre 2021, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,5 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,3 milliard d'euros.

(1) Soit 336 millions d'euros en valeur brute diminuée de 105 millions d'euros d'amortissements.

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du circuit secondaire principal (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 octobre 2019) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 573 millions d'euros en 2021 contre 397 millions en 2020 (voir note 7). Les coûts complémentaires induits par le réajustement communiqué le 12 janvier 2022 seront comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation.

- Les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 18 542 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 835 millions d'euros (13 586 millions d'euros au 31 décembre 2020 incluant des intérêts intercalaires pour 518 millions d'euros). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2021 de 3 635 millions d'euros (2 868 millions d'euros en 2020).
- Les études relatives à Sizewell C pour 533 millions d'euros (324 millions d'euros en 2020).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 11 131 millions d'euros est principalement relatif au parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 70 %, 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 relatif à EDF Renouvelables pour environ 15 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 5 760 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2021 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période (voir note 10.3).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage, qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du programme pour la période 2014-2025, en date du 29 octobre 2020, était de 49,4 milliards d'euros courants.

Cette estimation prenait en compte les premiers enseignements sur les travaux complémentaires à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW qui s'est achevé avec la décision rendue par l'ASN le 23 février 2021, intégrant des études, modifications et équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intégrait également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 sur la période 2020-2022. L'estimation du coût du programme fait l'objet de mises à jour régulières et s'établit à date à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffrage tient compte de nouveaux travaux, études et contrôles à réaliser ainsi que de la réévaluation de certains coûts. Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025. Les dépenses d'investissement resteront donc élevées au-delà de cette date.

Les principaux événements et jalons industriels du Programme en 2021 ont été les suivants :

- le 23 février 2021, l'ASN a rendu son avis sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, considérant 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. Après Tricastin 1 fin 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi en 2021 le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur l'année 2021. Trois visites décennales 4 (Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021 ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux s'est poursuivi avec 150 pôles de transformateurs principaux sur 174 remplacés soit 86 % du programme ;
- 27 tranches du palier 900 MW sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur ;
- l'ensemble des 56 Diesels d'Ultime Secours ont été mis en exploitation, le dernier (Paluel 1) ayant été mis en service en février 2021.

EPR de Flamanville 3

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement (voir note 1.4.3) et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

Suite à la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversées situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. À ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires est concernée par des réparations.

En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversées.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible.

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1er semestre et l'intégralité du 1er cœur est désormais entreposé dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un 3e lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du circuit secondaire principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, 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 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'IRSN.

Également, suite aux constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur le Groupe a réalisé des contrôles sur ces matériels et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants sont en cours de fabrication et seront installés sur le site au premier semestre 2022. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes d'ici la fin du premier semestre 2022.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, le 12 janvier 2022, EDF a été amené à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros, ... et hors intérêts intercalaires.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n° 1 de Taishan, suite à l'aléa 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 plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire.

Hinkley Point C

Suite à 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 »). EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

Le chantier de construction s'est poursuivi en 2021, avec différents jalons dont notamment les suivants, sachant pour rappel, que les travaux de l'unité 2 sont effectués 11 mois environ après ceux de l'unité 1 :

- sur l'unité 1, les dalles du bâtiment réacteur sont achevées. Dans l'îlot conventionnel, la dalle de béton de 2 500 m³ qui supportera la turbine a été réalisée ;
- l'avancement du tunnel émissaire de 1,8 km est terminé et les travaux ont démarré sur le second tunnel de prise d'eau. La fabrication des 6 têtes de prise et rejet d'eau en mer est achevée ;
- les travaux électromécaniques ont démarré dans une première salle suite à l'achèvement des travaux de génie civil. Sur la tranche 2, le premier rondeau du *liner* de confinement a été posé dans le bâtiment réacteur en novembre 2021, 11 mois après la pose de celui de la tranche 1 ;
- s'agissant de la fabrication des équipements essentiels, les poutres du pont polaire sont achevées et la première turbine basse pression a été fabriquée.

L'avancement du projet a été impacté en 2021 par la crise sanitaire au-delà du premier trimestre, une performance du génie civil plus faible que prévu, et des tensions sur les marchés mondiaux des matériaux de construction. De plus, la phase *offshore* des travaux maritimes a été ralentie en raison de retards dans l'obtention des permis ; une action judiciaire est en cours. Dans ce contexte, les risques relatifs au calendrier et aux coûts à terminaison ont encore augmenté en 2021. Des plans d'actions sont en cours afin d'atténuer le risque de retard et des actions sont entreprises pour améliorer la performance du génie civil. Le respect du calendrier et des coûts à terminaison dépend des plans d'actions en cours.

La revue détaillée du calendrier et des coûts effectuée en 2020, notamment afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour, a conduit à indiquer le 27 janvier 2021 que :

- le début de production d'électricité par l'Unité 1 est prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling, ... ;
- le risque de report de la livraison (COD) des Unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité est élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling$_{2015}$.

Un examen complet des coûts et du calendrier de référence sera effectué en 2022.

Sizewell C

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR à Sizewell dans le Suffolk, pour une capacité totale de 3,2 GW, qui fournirait de l'électricité à 6 millions de foyers britanniques pendant environ 60 ans. Le projet repose sur un objectif de réplication d'HPC la plus étendue possible.

Le développement du projet est mené par EDF qui détient 80 % du projet à fin 2021, CGN détenant les 20 % restants. À la date de la décision finale d'investissement au plus tard, EDF prévoit de devenir un actionnaire minoritaire, avec une participation maximale de 20 % avec les droits limités correspondants et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe à partir de cette date. Par conséquent, le projet vise à réunir les conditions permettant à des tiers et prêteurs d'investir dans le projet, en particulier la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté, nécessaire pour obtenir une notation de crédit de qualité afin d'attirer les financements du secteur privé à un coût compétitif pour les consommateurs et afin de mobiliser les capitaux nécessaires.

Après la décision finale d'investissement, EDF prévoit de fournir la conception, les équipements et composants nucléaires essentiels (notamment les générateurs de vapeur, l'instrumentation et le contrôle, le combustible) ainsi que les services correspondants.

En juin 2020, les autorités britanniques (*Planning Inspectorate*) ont accepté la demande d'autorisation d'aménagement (DCO – *Development Consent Order*) pour la construction de Sizewell C. Son examen s'est déroulé entre avril et octobre 2021. Dans le cadre du processus de planification, la signature d'un *Deed of obligation* (programme de mesures d'atténuation) et d'un *Environment Trust* (soutien supplémentaire à la protection de l'environnement) ont été actés. L'autorité chargée de l'examen étudie actuellement la version finale du projet de DCO ainsi que l'ensemble des autres documents (évaluations techniques, mesures d'atténuation, etc.) afin de formuler une recommandation auprès du Secrétaire d'État britannique. Une décision du Secrétaire d'État concernant la demande de DCO est attendue d'ici fin mai 2022. Elle sera ensuite suivie d'une période de six semaines pouvant donner lieu à un recours judiciaire. Les demandes de permis environnemental et de licence de site nucléaire ont été soumises en mai et juin 2020. Elles sont actuellement en cours d'examen. Les conditions d'obtention d'une licence de site nucléaire devraient être remplies courant 2022.

Le 26 octobre 2021, le gouvernement britannique a présenté la loi *Nuclear Energy (Financing) Bill* définissant le cadre de financement des futurs projets nucléaires basé sur le modèle de Base d'Actifs Régulée (BAR). La dernière lecture a été adoptée par la Chambre des Communes le 10 janvier 2022, date à laquelle le projet de loi a été transmis à la Chambre des Lords pour examen. Ce modèle de régulation vise à permettre aux investisseurs de partager les risques liés à la construction et à l'exploitation du projet avec les consommateurs. De plus, un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (*Government Support Package – GSP*) serait défini pour protéger les investisseurs et les prêteurs contre certains risques. Le projet Sizewell C

(1) Rappel des coûts précédemment annoncés dans le communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling, ... Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling$_{2015}$, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 £ = 1,23 €. Coûts déterminés en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume-Uni (*OPI for all new work index*).

vise à être éligible à l'octroi d'une licence BAR. Les conditions du modèle BAR et du GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de discussion.

Le 27 octobre 2021, dans le cadre de l'examen des dépenses 2021, le gouvernement britannique a annoncé que le budget et l'examen des dépenses 2022-2025 prévoyait un financement direct jusqu'à 1,7 milliard de livres sterling de la part du gouvernement britannique permettant à un projet nucléaire de grande échelle d'aboutir à une décision finale d'investissement et qu'il était en négociations actives avec EDF concernant le projet Sizewell C. Le 27 janvier 2022, le gouvernement britannique a annoncé un financement public de 100 millions de livres sterling en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site de Sizewell C ou sur le rachat d'actions EDF dans la société Sizewell C.

La capacité d'EDF à participer aux côtés d'autres investisseurs à une décision finale d'investissement et à contribuer au financement de la phase de construction dépend ainsi de la réalisation de conditions qui ne sont pas assurées à ce jour.

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)	2021	2020
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 645)	(1 446)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(16 102)	(15 086)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	141	525
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(17 606)**	**(16 007)**

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2021 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 327 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés dans le cadre du programme Grand Carénage, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 4 784 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ;
- le secteur Royaume-Uni pour 4 325 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 849 millions d'euros avec une augmentation significative des capacités mises en construction, en éolien et en solaire, en France, en Amérique du Nord, et dans les pays émergents.

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 à durée de vie non déterminée 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 d'actifs dont 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 de 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 aux 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 ;
- la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
  - sur un horizon cohérent avec la durée de vie résiduelle d'exploitation de l'actif,
  - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéterminée (exemple : marques), au-delà de l'horizon explicite du modèle utilisé, 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 sont basés 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 estimation retenue à la date d'clôture :
  - 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 de la couverture ;
  - 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 mise à jour régulière. Les prix à 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 CO_2, la demande en électricité, les interconnections, 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 pays d'implantation, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2 qui influent au poids sur le prix de l'électricité) le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, les Wood Mackenzie ou Rystad Energy, sachant que l'écart de ces analyses est ajusté lorsqu'il reflète un effet de surcharge 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, le cas échéant des échéances du PMT, 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 devise retenue pour l'euro ;

- 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*	2021	2020
Pertes de valeur sur goodwill	*10.1*	-	(31)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	*10.2*	59	(85)
Pertes de valeur sur actifs corporels	*10.3-10.5*	(712)	(683)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(653)**	**(799)**

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2020 s'élevaient à (799) millions d'euros et concernaient :

- des actifs nucléaires pour (621) millions d'euros ainsi que des actifs de stockage gaz pour (13) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables pour (36) millions d'euros ;
- des actifs hydrauliques pour (39) millions d'euros et des actifs de services énergétiques pour (27) millions d'euros, détenus par Edison en Italie ;
- la dépréciation du goodwill DES Groom, filiale aux États-Unis pour (26) millions d'euros ; et
- d'autres actifs pour un montant cumulé de (37) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2021 s'élèvent à (653) millions d'euros, et sont détaillées ci-après.

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 en 2021, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Aucune nouvelle perte de valeur n'est constatée sur le montant des goodwill et des immobilisations incorporelles du Groupe à fin décembre 2021.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable *(en millions d'euros)*	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2021
Royaume-Uni*	Goodwill EDF Energy	8 095	5,7 %	-	-
Italie	Marque Edison	945	6 %	1,5 %	-
Framatome	Goodwill Framatome	1 428	5,9 %	0,5 %	-
	Marque Framatome	151	5,9 %	0,5 %	-
Dalkia	Goodwill Dalkia	592	4,2 %	1,5 %	-
	Marque Dalkia	130	4,2 %	1,5 %	-
Autres pertes de valeur					-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					-

** 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.*

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2021
Royaume-Uni	Actifs nucléaires*	Fermeture anticipée de la centrale Dungeness	5,7 %	(445)
	Terrains	Moindres perspectives de valorisation des terrains	5,7 %	(208)
Italie	Actifs hydrauliques	Évolution favorable confirmée des prix de marché et du CMPC	6 %	60
	Actifs éoliens	Évolution favorable confirmée des prix de marché et du CMPC, appuyée par une transaction significative	5 %	90
EDF Renouvelables	Différentes UGT (principalement en France)	Perspectives tarifaires ou opérationnelles défavorables	3,6 %	(54)
Autres pertes de valeur				(44)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(653)**

* *Pertes de valeur enregistrées essentiellement au 30 juin 2021.*

Hypothèses générales

De façon générale, lors de la clôture semestrielle 2021, dans un contexte suivant un exercice 2020 marqué par la crise sanitaire, les conditions de marché et la performance opérationnelle des entités du Groupe sur 2021 n'avaient pas conduit à l'identification d'indices de pertes de valeur. Certaines situations spécifiques avaient néanmoins nécessité la réalisation de tests de dépréciation et conduit à constater des pertes de valeur sur des actifs isolés pour un montant de (502) millions d'euros au 30 juin 2021, principalement relatives au parc nucléaire britannique en exploitation d'EDF Energy, ainsi qu'en France notamment à certaines installations photovoltaïques d'EDF Renouvelables et à la centrale de Cordemais suite à l'abandon du projet Écocombust.

Au 31 décembre 2021, 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 annuel pour les goodwill et actifs incorporels.

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, qui dans une plus grande mesure encore de ce qui avait été constaté à la clôture de juin, sont en hausse significative par rapport aux niveaux des prix *forward* observés fin 2020 et ce sur l'ensemble des zones géographiques.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique assemblant différentes briques d'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.

Les scénarios à long terme établis pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation, notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat de 2015, puis du paquet de propositions *Fit for 55* de juin 2021, établissant un objectif de réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport à leurs niveaux de 1990. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement l'économie avec une électrification des usages. Pour autant, et à ce stade, les scénarios retenus pour les tests de dépréciation ne retiennent pas en référence l'atteinte de la neutralité carbone en Europe à horizon 2050.

Les courbes de prix long terme du scénario 2021 progressent jusqu'en 2040 puis baissent légèrement du fait du développement projeté des nouvelles générations de centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG). Par rapport au scénario 2020, les courbes long terme sont en augmentation jusqu'à l'horizon 2040, avec une hausse de la valeur moyenne du ruban de l'électricité de + 5 à + 10 €/MWh dans les quatre pays principaux (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique), puis une légère inversion de tendance est projetée pour la dernière décennie jusqu'en 2050, d'ampleur plus limitée (- 1 à - 5 €/MWh). Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- une trajectoire haussière des prix des quotas de CO_2 dans le cadre de l'ETS, intégrant les engagements plus contraignants de l'Union européenne dès le début d'horizon sur les réductions nettes d'émissions de gaz à effet de serre dès 2030 et visant la neutralité carbone à 2050. L'effet haussier du CO_2 sur l'électricité est amoindri en fin d'horizon par le développement des actifs CCG avec *Carbone Capture Storage* dont les coûts variables pour leur plus grande part ne dépendent plus des émissions carbone grâce au stockage du CO_2 ;
- des prix du gaz en Europe en baisse sur la fin d'horizon, comparés au scénario 2020, du fait d'une révision à la baisse des imports à long-terme avec la pénétration plus forte des énergies renouvelables dans les mix électriques (notamment en Europe, en Chine et au Japon) et une révision à la hausse des hypothèses d'offre de GNL dans des régions avec des ressources à bas coût (notamment en Russie et au Qatar) ;
- des hypothèses actualisées relatives à l'offre et à la demande en électricité mettant en évidence un infléchissement de la demande en électricité à moyen terme en lien avec des mesures d'efficacité énergétique accrue, cette tendance se corrigeant à plus long terme avec une demande orientée à la hausse en lien avec le développement des véhicules électriques et de l'hydrogène électrolytique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité, de manière générale dans les pays européens, la rémunération hors marché nécessaire est vue en hausse par rapport au scénario 2020 en raison de la révision à la baisse de la rentabilité sur le marché EOD (Équilibre Offre Demande) des actifs de production de pointe, en lien notamment avec la révision à la hausse du prix du CO_2. Ces actifs se voient contraints de trouver leur équilibre économique avec d'autres sources de revenus pour assurer leur maintien sur le réseau. La rémunération de capacité et les services système par exemple font partie de ces revenus complémentaires. Cette tendance structurelle concerne également la France, où une récupération de marge est toutefois attendue en 2026, avec l'arrivée de nouvelles capacités ces prochaines années, notamment avec la mise en service du premier parc éolien maritime, de l'EPR de Flamanville, et du CCG de Landivisiau.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests sont en baisse par rapport au 31 décembre 2020 pour l'ensemble des pays de la zone euro et le Royaume-Uni.

Cette évolution est due à la tendance baissière des taux sans risque malgré une remontée en fin d'année, combinée à une augmentation du taux de l'impôt sur les sociétés s'agissant du Royaume-Uni. Pour l'Italie, la prime de risque souverain qui avait été augmentée en juin 2020 au regard du contexte spécifique du pays diminue, du fait du resserrement des taux constatés sur les marchés, ce qui conduit à une baisse plus marquée des CMPC.

La baisse des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2020 est ainsi de l'ordre de 10 à 30 points de base pour la France, le Royaume-Uni et la Belgique et de 50 points de base sur l'Italie. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2021, le contexte macroéconomique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des exercices précédents ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni - EDF Energy

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe au Royaume-Uni, conduisant à reconnaître une valeur nette comptable quasi-nulle pour les actifs restants.

Au 31 décembre 2020, les investissements nécessaires réalisés pour le site de stockage gaz de Hole House et Hill Top ont été totalement dépréciés pour un montant de (13) millions d'euros.

S'agissant des actifs charbon, la centrale de Cottam est fermée depuis septembre 2019 et le Groupe fermera sa dernière centrale au charbon au Royaume-Uni, la centrale de West Burton A, en septembre 2022.

S'agissant de la cession de sa centrale au gaz de West Burton B (CCGT) annoncée à la fin du 1er semestre, celle-ci a été effective le 31 août 2021. Pour rappel, cette centrale avait fait l'objet de dépréciations à différentes reprises depuis sa mise en service en 2013, principalement en lien avec l'évolution défavorable des *spark spread* et le niveau insuffisant des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité. La dépréciation de faible montant constatée à la clôture semestrielle, complémentaire par rapport aux dépréciations antérieurement comptabilisées, a fait l'objet d'une reprise sur le second semestre, suite au calcul de prix définitif établi dans le cadre des comptes de *closing*.

À fin décembre 2021, le Groupe n'a quasiment plus d'activité charbon ou gazière au Royaume-Uni confirmant ainsi sa volonté d'être proactif en matière de décarbonation de la production d'électricité.

Segment commercialisation

Malgré plusieurs signaux positifs suite à la sortie de la crise sanitaire, ce segment est pénalisé par la crise actuelle sur le marché de l'énergie britannique ayant conduit à plusieurs reprises l'OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) à décider la mise en œuvre du dispositif de fournisseur de dernier recours, ce qui s'est traduit pour EDF Energy par la reprise des comptes clients de Green Network Energy, Utility Point et Zog Energy, ainsi que l'interdiction pour les fournisseurs de répercuter la forte hausse des prix des matières premières sur le plafond du tarif SVT (*Standard Variable Tariff*) résidentiel de l'hiver 2022 en raison de la méthodologie tarifaire. À long terme néanmoins, les perspectives de marge sont confirmées pour le BtoB et pour le BtoC et ce secteur reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros ayant tendance à être répercutés sur les consommateurs sur le long terme. La valeur recouvrable est ainsi en diminution par rapport à 2020, tout en bénéficiant d'un effet favorable lié à la baisse du CMPC. Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de marge à long terme plus importantes et des pertes de parts de marché, montrant ainsi la sensibilité de cette UGT à ces paramètres, cette UGT 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. Elle intègre l'hypothèse de l'allongement de 20 ans de la durée d'exploitation de la centrale de Sizewell B de technologie REP, conformément à la stratégie du Groupe. Elle intègre également les décisions de fermeture anticipée de certaines tranches AGR prises ces dernières années, tout d'abord celle des tranches de Hunterston intervenue le 7 janvier 2022 et celle de Hinkley Point B prévue au plus tard le 15 juillet 2022, conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020. Elle intègre également l'impact de la décision de la mise en phase de déchargement immédiate du combustible de la centrale nucléaire AGR de Dungeness B prise le 7 juin 2021, la centrale étant en arrêt prolongé depuis septembre 2018, et enchaînant depuis une série de difficultés techniques spécifiques et continues (soit une perte de valeur de 445 millions d'euros déjà constatée dans les comptes du 30 juin 2021). Le test réalisé au 31 décembre 2021 intègre désormais également la décision prise en décembre 2021 d'avancer les dates de fin de production des centrales Torness et Heysham 2, passant ainsi leur date de fermeture du 31 mars 2030 au 31 mars 2028. La durée d'exploitation des deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 reste fixée à 2024.

Avec des perspectives de prix de marché plus élevés mais volatiles, et en tenant compte de possibles aléas de production sur les centrales AGR au vu de l'historique récent, les résultats du test conduisent au maintien des dépréciations enregistrées lors des clôtures précédentes.

La valeur recouvrable est sensible aux hypothèses de prix, ainsi une variation des prix de +/- 5 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, toutes choses égales par ailleurs, aurait un impact de +/- 500 millions de livres sterling sur le test. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 5 % sur tout l'horizon conduirait toutes choses égales par ailleurs à une variation de +/- 700 millions de livres sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une baisse de la valeur recouvrable de l'ordre de 200 millions de livres sterling.

Terrains liés au parc nucléaire

Suite à l'arrêt anticipé de la production de la centrale Dungeness, à l'arrêt imminent de la production des centrales Hunterston et Hinkley Point B et à l'option exercée par le gouvernement britannique (voir note 15.2.1), qui confirment qu'EDF procédera au déchargement du combustible des centrales et au transfert de propriété des sites au gouvernement britannique, une revue d'expert des terrains adjacents à chaque centrale nucléaire, appelés terrains non opérationnels, a été effectuée. Les travaux conduisent à enregistrer une dépréciation de différents terrains détenus par EDF Energy pour un total de 226 millions de livres.

Goodwill et Projet HPC

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8,1 milliards d'euros au 31 décembre 2021 (soit 6,8 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. 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 de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : 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) ; ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, période pour laquelle il n'existe pas de 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 et une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 £2012/MWh, meilleure hypothèse du niveau auxquels les prix de marché pourront s'établir à cet horizon.

Le test réalisé pour la clôture du 31 décembre 2021 tient compte de la fourchette de coûts à terminaison communiquée le 27 janvier 2021, annonçant des coûts à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro) estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling2015, contre une fourchette comprise entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling2015 lors de la précédente revue des coûts de septembre 2019, et le report de la livraison de la tranche 1 à mi-2026. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs, le test de perte de valeur se positionnant en milieu de fourchette. Un examen complet des coûts et du calendrier de référence sera effectué en 2022. Une revue détaillée des différentes hypothèses du modèle sur la phase d'exploitation de la centrale a été menée en 2021, conduisant à mettre à jour notamment l'hypothèse de taux d'inflation à très long terme appliqué aux prix de l'électricité. Le modèle prend par ailleurs en compte l'augmentation du taux d'impôt britannique qui doit passer à 25 % dès avril 2023 contre actuellement 19 %. Ce changement d'hypothèse appliqué, par défaut d'autre taux connu, sur toute la durée de vie du modèle a un impact significatif sur la valeur recouvrable du projet. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est ainsi désormais estimé entre 6,8 % et 6,9 % (contre une fourchette comprise entre 7,1 % et 7,2 % précédemment).

Sur ces bases révisées s'agissant du projet HPC et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités en particulier sur la valeur recouvrable des actifs nucléaires existants, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy est en diminution modérée et reste significatif au 31 décembre 2021.

S'agissant d'HPC, le risque de report de la mise en service (*Commercial Operation Date*) de respectivement 15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2, induisant le cas échéant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling2015, tel qu'exposé dans la communication du Groupe de janvier 2021, réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 34 %.

Les analyses de sensibilités conduites par ailleurs sur différentes dimensions et hypothèses (notamment le CMPC) ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Des sensibilités avec des hypothèses individuellement très dégradées ont également été conduites à titre illustratif, par exemple, un décalage de la mise en service de 3 ans, associé à un surcoût de 3 milliards de livres sterling, ou encore une hausse du CMPC de 60 points, qui conduiraient à une valeur seuil pour la marge du goodwill, toutes choses égales par ailleurs.

Enfin, un scénario à sensibilités multiples a été produit afin de tester la résistance du goodwill à la matérialisation de différents scénarios adverses sur les différentes phases du projet (construction, exploitation, démantèlement) et en l'absence de tout plan d'actions ou de remédiation, intégrant notamment 1 an de retard et 1 milliard de livres de coûts additionnels sur la phase de construction, une baisse de la disponibilité des tranches de 3 %, une hausse des coûts du combustible de 5 % et des coûts d'opération et de maintenance de 3 %. Selon ce stress-test combiné la marge du test resterait légèrement positive confortant ainsi la recouvrabilité de la valeur nette comptable du goodwill.

Enfin, si le Brexit n'a pas d'impact observable à ce stade sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper. Le Groupe suivra notamment l'évolution des prix des combustibles, des matériaux et approvisionnements, des données macroéconomiques, et de la formation des prix de l'électricité, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les tests à l'avenir.

Italie - Edison

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 a été mis à jour au 31 décembre 2021, en intégrant les recommandations d'une évaluation externe réalisée en 2020 (réduction du taux de croissance à long terme de 2 % à 1,5 % sur la base des prévisions du PIB ; augmentation du taux de redevance du segment Business en fonction des résultats de l'enquête auprès des clients professionnels) et met en évidence une hausse de la valeur recouvrable de la marque, tenant compte d'effets volumes en progression et également d'un effet du CMPC favorable. Les tests de sensibilité conduits prenant en compte une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore une baisse des royalties de - 0,2 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable des différentes UGT d'Edison est de manière générale en amélioration du fait de l'environnement de prix plus favorable dans la durée, d'effets opérationnels favorables notamment une hausse des volumes pour certaines UGT, ainsi que par l'impact de la baisse du CMPC de l'ordre de 50 points de base. Aucun risque de perte de valeur n'est ainsi relevé. *A contrario*, des reprises partielles de dépréciations antérieurement comptabilisées ont été effectuées, dans un contexte où les prix de marché étaient tendanciellement à la baisse (en 2015 en particulier).

Ainsi, concernant les actifs hydrauliques d'Edison, des dépréciations cumulées de l'ordre de 430 millions d'euros avaient été comptabilisées par le passé, principalement en 2014, 2015 et 2016. Au 30 juin 2020, une dépréciation avait également été reconnue tenant compte d'hypothèses prudentes dans le contexte de la crise sanitaire, pour 39 millions d'euros. Au 31 décembre 2020, la marge de l'UGT était redevenue positive, mais aucune reprise n'avait été effectuée par prudence. Au 31 décembre 2021 l'appréciation durable de la valeur recouvrable de l'UGT a conduit à procéder à une reprise partielle des dépréciations antérieures, à hauteur de 60 millions d'euros, tenant compte des amortissements effectués depuis lors, et intégrant pour les hypothèses de prix de marché long terme une limitation de ceux-ci en intégrant une sensibilité du PUN de – 10 %.

S'agissant des actifs éoliens, des dépréciations cumulées de l'ordre de 150 millions d'euros, avaient été comptabilisées par le passé, principalement en 2014 et 2015. Au 31 décembre 2021 la valeur recouvrable est en amélioration et confirme ainsi la pérennité de la marge constatée sur les dernières années. Celle-ci a d'ailleurs été confirmée dans le contexte de la cession de 49 % d'Edison Renewables à Crédit Agricole Assurance en décembre 2021 (voir note 3.1.1). Au 31 décembre 2021 l'appréciation durable de la valeur recouvrable de l'UGT a conduit à procéder à une reprise partielle des dépréciations antérieures, à hauteur de 90 millions d'euros, tenant compte des amortissements effectués depuis lors.

S'agissant des actifs thermiques, pour lesquels des dépréciations cumulées de l'ordre de 600 millions d'euros ont été comptabilisées par le passé, le test au 31 décembre 2021 présente une marge significativement positive, toutefois celle-ci étant essentiellement liée aux deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano dont les mises en service doivent intervenir en 2022 et 2023, aucune reprise de dépréciation n'a lieu d'être effectuée en 2021. Marghera et Presenzano d'une capacité respective de 780 MWe et 760 MWe sont deux centrales à gaz de nouvelle génération à faible impact environnemental (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. Des tests de sensibilité ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraînerait pas de risque de perte de valeur.

Enfin, les actifs E&P de l'Algérie conservés à ce stade par le Groupe, ont fait l'objet d'un test mis à jour au 31 décembre 2021 tenant compte notamment de la situation des prix des commodités sur le marché. La valeur ainsi déterminée n'a pas donné lieu à constater de perte de valeur complémentaire.

Framatome

Au 31 décembre 2021, le goodwill de Framatome s'élève à 1 428 millions d'euros. Il résulte pour la quasi-totalité de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée le 31 décembre 2017 et pour laquelle le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018.

La valeur recouvrable de Framatome a été 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 et aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et les livraisons de combustibles aux réacteurs clients. 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 reste très significative, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2020 principalement en lien avec la baisse du CMPC.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur un niveau de CMPC plus élevé de 50 points de base ou sur la prise en compte d'un taux de croissance à l'infini de 0 %, sans remise en cause de la conclusion du test.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus suite à 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.

EDF Renouvelables

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.

En 2021, (54) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables.

Comme indiqué dans les états financiers au 31 décembre 2020, la loi de finances 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoyait une réduction des tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques de plus de 250 kWc bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat en application des arrêtés tarifaires de juillet 2006, janvier 2010 et août 2010 (article 225), sans qu'il soit alors possible d'en déterminer de possibles effets pour EDF Renouvelables (qui détient, seul ou en partenariat, des parcs solaires concernés par cette révision de tarif, pour une capacité totale de 145 MWc nets), en l'absence de précisions à fixer par décret et arrêté. Le décret n° 2021-1385 et l'arrêté du 26 octobre 2021, après examen par le Conseil Supérieur de l'Energie, précisent les modalités d'application de cette réduction tarifaire et de la clause de sauvegarde, et confie à la CRE le soin de définir les conditions et le format que devront respecter les demandes de réexamen dont elle est saisie au titre de cette clause ainsi que les éléments nécessaires à l'instruction de ces demandes.

La réalisation des tests au 30 juin 2021 basée sur les hypothèses de tarifs mises alors à disposition par la CRE avait conduit à comptabiliser une perte de valeur sur les parcs consolidés en intégration globale pour (9) millions d'euros, et pour (25) millions d'euros sur les titres de sociétés mises en équivalence. Les tests mis à jour au 31 décembre avec les tarifs définitifs ne changent qu'à la marge ces valeurs (voir note 11.2).

Les autres pertes de valeurs concernent des actifs spécifiques, dont (24) millions d'euros au titre de la dépréciation de deux parcs éolien et solaire aux États-Unis dont une cession est envisagée avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs.

Dalkia

Au 31 décembre 2021, le goodwill de Dalkia ressort à 592 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe 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 2021 bénéficie de l'amélioration de certains paramètres par rapport au 31 décembre 2020, notamment le taux d'actualisation, le taux de croissance et également de l'effet favorable des perspectives de croissance de Dalkia dans le cadre du programme « France relance ». Selon les hypothèses actualisées, la valeur recouvrable reste très supérieure à la valeur à tester. Les paramètres-clés du test sont l'évaluation de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

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 2021 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

S'agissant de la filiale de services techniques Imtech au Royaume-Uni, le test réalisé, compte tenu des résultats déficitaires constatés précédemment sur cette UGT n'a pas fait apparaître de risque de perte de valeur notamment de la marque reconnue au bilan pour 86 millions d'euros. Des analyses de valeur seuil ont été réalisées pour s'assurer de la robustesse de ce résultat par rapport aux paramètres retenus.

France - Production et Commercialisation

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 n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » au 1er janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production 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 5,1 % au 31 décembre 2021 (5,2 % au 31 décembre 2020). S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation, la stratégie du Groupe correspondant à une durée de fonctionnement d'au moins 50 ans. Il est également tenu compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MWe telles qu'inscrites dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le test intègre les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) établies en janvier 2022, avec un calendrier ajusté tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage du projet. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023 et l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros$_{2015}$ à 12,7 milliards d'euros$_{2015}$ (hors intérêts intercalaires).

Au 31 décembre 2021, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en nette augmentation par rapport au 31 décembre 2020, impactée favorablement par la hausse des scénarios de prix court terme, moyen et long terme, les autres variations d'hypothèses du test ayant des impacts modérés ou mineurs.

Le test a été mis à jour en sensibilité pour évaluer l'effet des communications faites par le Groupe le 13 janvier 2022 concernant la décision par le gouvernement de l'attribution de 20 TWH complémentaires de volume d'ARENH pour 2022 au prix de 46,2 euros/MWh, ainsi que celles du 13 janvier puis du 7 février concernant la révision à la baisse de son estimation de production nucléaire pour 2022 et celle du 11 février concernant l'estimation de production nucléaire pour 2023 (voir note 23). Ces éléments viennent diminuer sensiblement la marge du test, qui reste largement positive.

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 ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Autre International - Belgique

La mise à jour du test met en évidence un excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur à tester, en augmentation par rapport au 31 décembre 2020 du fait des scénarios favorables sur les prix de l'électricité ainsi que par une valorisation accrue de l'éolien du fait de l'augmentation des capacités liée aux projets validés en 2021.

Pour rappel, concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MWe) le test intègre historiquement une durée d'exploitation jusque 2025 au plus tard selon les centrales.

Des analyses de sensibilité sont par ailleurs réalisées pour intégrer un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques, qui ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur à ce titre.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2021 à hauteur de (219) millions d'euros, principalement au titre d'actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3). Des pertes de valeur pour un montant de (189) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2020.

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'incertitude quant au statut de concessionnaire exigé 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 liés à l'exploitation, notamment 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 subventions correspondantes reçues des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité concédés ou exploités sur la concession sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur à l'entrée à la date des premières acquisitions 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 prêts et tous les autres coûts de production encourus liés à la construction de l'actif, qui s'appuie sur des modèles propres et gagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté la concession s'elle avait elle-même construit.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'art. 146 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 valorisées conformément à l'art. 213-4 du PCG à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens remis en concession 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 concession ».

Les ouvrages de distribution (réalisations, postes de transformation) 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 concessionnaire s'assure de la pertinence des durées d'usage retenues pour le calcul des amortissements en comparant ces durées d'utilité, valeurs de remplacement, modes 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, Électricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation des réseaux de distribution publique sur une zone limitée désignant 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. À cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité organisatrice de la distribution d'énergie – AODE) 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 415 contrats de concession au 31 décembre 2021. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007), négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et EDF a été approuvé par les Pouvoirs Publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

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 lesquelles 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. Les actifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent 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 demander à Enedis de déposer une somme équivalente à 2 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée au fur et à mesure des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

Conformément à l'accord conclu fin 2017 avec la FNCCR et France urbaine, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2021. À fin 2021, 291 contrats ont été conclus selon ce nouveau modèle de contrat, dans le cadre de projets de territoires, avec toutes les formes d'autorités concédantes : des autorités concédantes de taille départementale (syndicats départementaux, ainsi que deux départements), des syndicats intercommunaux, des métropoles, des communautés urbaines, d'agglomération ou de communes et des communes.

Ces 291 contrats s'ajoutent aux 41 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 332 contrats modernisés sur 364 contrats à terme. Les négociations se poursuivent en vue de renouveler dans les meilleurs délais les quelques contrats restants, majoritairement de syndicats départementaux, sur la base d'un des modèles de contrat.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations [1]	Diminutions	Autres mouvements [2]	31/12/2021
Terrains et constructions	3 219	205	(20)	3	3 407
Réseaux	100 899	4 308	(512)	5	104 700
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	4 872	416	(209)	(7)	5 072
Immobilisations en cours [3]	1 828	52	-	6	1 886
Valeurs brutes	**110 818**	**4 981**	**(741)**	**7**	**115 065**
Terrains et constructions	(1 592)	(80)	19	(8)	(1 661)
Réseaux	(45 873)	(237)	379	(2 388)	(48 119)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 001)	(215)	190	(127)	(3 153)
Amortissements et pertes de valeur	(50 466)	(532)	588	(2 523)	(52 933)
VALEURS NETTES	**60 352**	**4 449**	**(153)**	**(2 516)**	**62 132**

(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 des dépréciations 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 spécifiques 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 est 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 partie 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 renouvelés avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle du cahier des charges de 1992 et à l'exception des redevances perçues transférées dans le cadre de la loi ELAN, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à neuf des biens et leur valeur d'origine. A 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 reportée sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constatés sur la partie des biens reprise 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 provisions est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment dans au rythme prévu d'utilisation du bien, sans sortie de ressource 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 vise 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 du concessionnaire du groupe EDF.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Contre-valeur des biens*	54 391	52 907
Financement concessionnaire non amorti	(30 307)	(28 730)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**24 084**	**24 177**
Amortissement du financement du concédant	15 630	15 000
Provisions pour renouvellement	9 139	9 243
Droits sur biens à renouveler	**24 769**	**24 243**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**48 853**	**48 420**

** Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 129 millions d'euros (108 millions d'euros en 2020).*

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2021			31/12/2020	
(en millions d'euros)	*Notes*	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
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	*12.1*	50,10	1 478	307	1 378	237
Taishan (TNPJVC)*	*12.2*	30,00	n.c	n.c	1 123	(12)
Autres participations détenues par EDF SA	*12.3*	n.a.	2 282	102	1 742	-
Participations détenues par EDF Renouvelables	*12.3*	n.a.	1 453	(117)	1 198	70
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	*12.3*	n.a.	n.c	n.c	1 353	67
Sous-total			**8 084**	**513**	**6 794**	**362**
CENG (cédée le 6 août 2021)	*3.1*	n.a.	n.a.	131	n.a.	63
Sous-total				**131**		**63**
TOTAL			**8 084**	**644**	**6 794**	**425**

n.a. : non applicable n.c. : non communiqué

* *La publication des comptes consolidés de CGN (société mère de Taishan) etant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2021.*

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)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	19 866	19 202
Actifs courants	3 577	3 712
TOTAL ACTIF	**23 443**	**22 914**
Capitaux propres	2 950	2 750
Passifs non courants	16 163	15 630
Passifs courants	5 330	4 534
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**23 443**	**22 914**
Chiffre d'affaires	5 254	4 729
Excédent brut d'exploitation	2 094	1 914
Résultat net	**612**	**473**
Endettement financier net	12 602	12 700
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(161)	(188)
Dividendes versés	259	367

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	11 303	12 183
Actifs courants	897	618
TOTAL ACTIF	**12 200**	**12 801**
Capitaux propres	3 744	3 882
Passifs non courants	6 022	7 467
Passifs courants	2 434	1 452
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**12 200**	**12 801**
Chiffre d'affaires	1 027	783
Résultat net	**(41)**	**44**
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 MWe chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean 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. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1, opéré du 29 juin au 24 septembre 2020.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3e 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.

Le 14 juin 2021, 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 cinq 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 ont été achevées le 22 août 2021. Comme indiqué dans le communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022 les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n° 1 de Taishan, suite à l'aléa 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 plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. EDF et Framatome participent actuellement à l'établissement du dossier de redémarrage en toute sûreté du réacteur numéro 1 de Taishan et appuient TNPJVC dans son instruction.

La production nette en 2021 a été affectée par cet arrêt fortuit de 5 mois au deuxième semestre 2021 sur l'unité 1 et par l'arrêt programmé de l'unité 2 avec la première visite complète au deuxième trimestre, la disponibilité des tranches ayant par ailleurs été très élevée en dehors de ces arrêts.

La valeur nette de la participation dans les comptes intègre une prudence quant au niveau tarifaire projeté à partir de 2022 et la mise à jour de certaines hypothèses opérationnelles en lien avec les éléments décrits ci-dessus.

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 et dont la mise en service commerciale a eu lieu 2019 ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service opérationnelle est prévue début 2024.

Sur l'exercice 2021, (219) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant de (149) millions d'euros. Celles-ci concernent principalement des actifs éoliens aux USA du fait de l'événement climatique majeur intervenu au Texas en février 2021, des actifs photovoltaïques en France dans le contexte de la révision des tarifs d'obligation d'achat de certaines installations prévue par la loi de finances 2021 (voir note 10.8.2) ainsi qu'un parc éolien *offshore* en cours de construction au large de l'Ecosse, faisant suite à des difficultés rencontrées sur la construction des fondations. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Sur l'exercice 2020, (189) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques, au titre de certains actifs charbon en Chine, de participations de Framatome dans des entités de secteurs très fortement impactés par la crise sanitaire et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Développements dans les participations mises en équivalence détenues par EDF Renouvelables en 2021

EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer du Calvados

Le 22 février 2021, EDF Renouvelables, EIH S.a.r.l, filiale du groupe d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord Enbridge Inc. et wpd, producteur européen d'énergies renouvelables, ont annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer). Cette annonce fait suite à la signature de l'ensemble des accords de financement entre le consortium et ses partenaires financiers.

D'une capacité de 448 MWe, le projet du parc éolien en mer du Calvados est composé de 64 éoliennes localisées à plus de 10 km au large des côtes du Bessin, sur une surface totale d'environ 45 km². À sa mise en service attendue courant 2024, il produira l'équivalent de la consommation annuelle en électricité de 630 000 personnes, soit plus de 90 % de la population du Calvados.

Le coût total d'investissement du projet est estimé à environ 2 milliards d'euros. Il sera majoritairement financé par une dette sans recours. Le parc éolien en mer du Calvados bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 20 ans, accordé par l'État en juin 2018.

Les actionnaires de ce projet se composent d'EDF Renouvelables, EIH S.a.r.l (détenant chacun 42,5 % du projet à travers la société Eolien Maritime France) et wpd (détenant 15 % du projet).

Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis

Le 1er juillet 2021, le groupe EDF, au travers du consortium Atlantic Shores Offshore Wind (Atlantic Shores) détenu à parts égales entre sa filiale EDF Renouvelables et Shell New Energies US LLC., a annoncé avoir remporté un projet de parc éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis. Le consortium a été désigné lauréat par l'administration du New Jersey chargée des services aux collectivités.

La zone d'implantation du futur parc se situe à une distance de 15 à 30 km des côtes. Figurant parmi les plus puissants des États-Unis, ce parc éolien en mer alimentera en électricité l'équivalent de la consommation annuelle de 700 000 foyers. Le lancement de sa construction est prévu en 2024.

Construction du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire : poursuite de la fabrication des composants et poursuite des opérations en mer

D'une capacité de 480 MWe, le parc éolien en mer de Saint-Nazaire, codétenu par EDF Renouvelables, EIH S. à r.l., coentreprise entre Enbridge Inc. et Canada Pension Plan Investment Board (*via* sa filiale à 100 % CPP Investment Board Europe S. à r.l.), est composé de 80 éoliennes localisées sur le plateau rocheux du banc de Guérande, à plus de 12 km au large des côtes de la presqu'île.

Deux ans après le démarrage du chantier, la fabrication des différents composants du futur parc a fortement progressé.

Le groupe EDF a annoncé la mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V en Chine

Le groupe EDF et son partenaire chinois, China Energy Investment Corporation (CEI), ont annoncé la mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V, d'une capacité installée de 200 MWe. Situé en mer de Chine au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai, sa construction aura duré 20 mois.

Avec la mise en service du parc éolien de Dongtai IV en décembre 2019, d'une capacité de 300 MWe, le Groupe exploite désormais 500 MWe d'éolien en mer en Chine. Installées à environ 40 km des côtes de la province du Jiangsu, la plus avancée dans cette technologie, les 125 turbines des parcs Dongtai IV et V fourniront une électricité renouvelable équivalent aux besoins annuels en électricité de 2 millions de Chinois.

La société commune détenue par CEI à hauteur de 62,5 % et par le groupe EDF à hauteur de 37,5 % exploite les deux parcs de Dongtai IV et V. Elle constitue la première coentreprise sino-étrangère dédiée au développement et à l'exploitation de projets éoliens en mer en Chine.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

13.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours de l'exercice 2021 est la suivante :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2020	Variation de flux monétaire	Variation de flux non monétaire	31/12/2021
Stocks et en-cours de production	*13.2*	(14 738)	(626)	(833)	(16 197)
Clients et comptes rattachés net de provision	*13.3*	(14 521)	(7 411)	(303)	(22 235)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	11 900	7 407	258	19 565
Créance de Contribution au Service public de l'énergie (CSPE)	*13.3.4*	(1 993)	2 268	(275)	-
Autres débiteurs et autres créditeurs [1]	*13.3.4 et 13.5*	9 551	(3 133)	(74)	6 344
Autres éléments du besoin en fonds de roulement [2]		(740)	(31)	123	(648)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		**(10 541)**	**(1 526)**	**(1 104)**	**(13 171)**

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissements.

(2) Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO_2 et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

13.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement (flux non monétaires)

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements.

La variation des flux non monétaires sur 2021 s'explique principalement par la variation de juste valeur pour (0,8) milliard d'euros (dont (0,5) milliard d'euros sur les stocks évalués à la juste valeur) et par l'effet change pour (0,3) milliard d'euros (principalement lié à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro). Par ailleurs le reclassement de la dette de CSPE d'EDF SA au sein des « Autres créditeurs », réalisé pour un montant de 294 millions d'euros au 31 décembre 2021, est inclus dans les variations des flux non monétaires (voir note 13.3.4).

13.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	*Notes*	2021	2020
Variation des stocks	*13.2*	(626)	(873)
Variation des créances clients et comptes rattachés	*13.3*	(7 411)	842
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	7 407	(861)
Variation de la créance de Contribution au Service public de l'électricité (CSPE)	*13.3.4*	2 268	(328)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs*	*13.3.4 et 13.5*	(3 164)	(459)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		**(1 526)**	**(1 679)**

* *La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO_2 et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.*

Les variations monétaires du besoin en fonds de roulement (BFR) se dégradent de (1,5) milliard d'euros en 2021, principalement du fait des conséquences de la hausse des prix de marché sur le BFR de l'activité de *trading* pour (1,9) milliard d'euros (hausse des appels de marge nets et des stocks) et sur le BFR d'exploitation des autres filiales du Groupe (évolution de la position nette créances clients/dettes fournisseurs pour (1,8) milliard d'euros). Inversement la diminution des obligations d'achats se traduit par une amélioration du BFR de 2,3 milliards d'euros liée à la créance de CSPE (voir note 13.3.4).

Ces trois éléments expliquent également l'essentiel de la différence de variation du besoin en fonds de roulement observée entre l'année 2020 et 2021.

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 entreposage ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les encours de production sont évalués en fonction des coûts directs de matières 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 combustible 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 correspondants (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi, pour la France, le coût des stocks pour le combustible entrant 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 constituées, du fait de la prise en compte de la notion de « combustible enrichi » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Conformément à IFRIC 12, 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 comptabilité matière (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages). Le produit de la production encore dans le chargement en réacteur des quantités sont valorisées au coût moyen par série du stock. L'épuisement physique 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 comptes de 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, pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les encours 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 actifs de garantie (principalement aux valeurs notées 5.4.3 et 10.2) et aux réductions d'obligations de capacité (principalement aux valeurs notées 6.1), (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 :

	31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 938	(459)	10 479	10 564	(33)	10 531
Autre combustible	1 255	(4)	1 251	770	(42)	728
Autres approvisionnements	1 770	(402)	1 368	1 660	(398)	1 262
En-cours de production de biens et services	615	(38)	577	469	(33)	436
Autres stocks	2 540	(18)	2 522	1 804	(23)	1 781
TOTAL STOCKS	**17 118**	**(921)**	**16 197**	**15 267**	**(529)**	**14 738**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 576 millions d'euros au 31 décembre 2021 (8 068 millions d'euros au 31 décembre 2020).

À fin décembre 2021, les provisions sur stocks de combustible nucléaire intègrent l'effet de la décision de fermeture anticipée de Dungeness B au Royaume-Uni (voir note 7).

L'évolution des stocks sur l'année 2021 s'explique principalement par la hausse des prix, notamment pour les stocks d'EDF Trading, présentés en « Autre combustible » et en « Autres stocks », qui sont évalués à leur valeur de marché (1 068 millions d'euros au 31 décembre 2021 et 300 millions d'euros au 31 décembre 2020), et par l'augmentation des stocks de CEE sur la période présentés en « Autres stocks » (voir note 5.4.3).

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 notamment 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 constituées sur la base d'historiques de pertes de crédit.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2021	31/12/2020
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		19 781	14 686
dont actifs sur contrat	*13.3.3*	*545*	*389*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		3 545	1 036
Dépréciations*		(1 091)	(1 201)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE		**22 235**	**14 521**

* *Voir note 1.4.3.*

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 7 071 millions d'euros au 31 décembre 2021 (6 782 millions au 31 décembre 2020).

La hausse des clients et comptes rattachés en valeur brute sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concerne EDF Trading pour 2,5 milliards d'euros et les autres filiales du Groupe pour 5,1 milliards d'euros, dont Edison pour 2,3 milliards d'euros (essentiellement sur les ventes de gaz, compte tenu de la hausse des prix de marché et dans une moindre mesure de clauses de *take-or-pay* figurant dans certains contrats).

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	**23 326**	**(1 091)**	**22 235**	**15 722**	**(1 201)**	**14 521**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 285	(215)	1 070	1 249	(242)	1 007
dont créances échues de 6 à 12 mois	481	(136)	345	465	(193)	272
dont créances échues de plus de 12 mois	978	(551)	427	851	(526)	325
dont total des créances échues	**2 744**	**(902)**	**1 842**	**2 565**	**(961)**	**1 604**
dont total des créances non échues	**20 582**	**(189)**	**20 393**	**13 157**	**(240)**	**12 917**

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	340	84
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-	60
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 456	792

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 456 millions d'euros au 31 décembre 2021, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (792 millions d'euros en décembre 2020, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

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 545 millions d'euros au 31 décembre 2021 et de 389 millions d'euros au 31 décembre 2020 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Charges constatées d'avance	1 485	1 457
Compensation des charges de Service public de l'énergie (CSPE)	-	1 993
Créances TVA	2 051	1 988
Créances fiscales (hors TVA)	348	248
Autres créances d'exploitation	14 405	3 247
AUTRES DÉBITEURS	**18 289**	**8 933**
dont part non courante	2 092	2 015
dont part courante	16 197	6 918
dont valeurs brutes	18 344	9 013
dont dépréciation	(55)	(80)

Au 31 décembre 2021, les autres créances d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 9,8 milliards d'euros (0,6 milliard d'euros en 2020), en lien avec la hausse des prix des commodités observée en Europe sur le second semestre 2021. 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).

Les autres créances d'exploitation comprennent également les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 274 millions d'euros (1 045 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement des contrats d'approvisionnement en combustible nucléaire du secteur France – Activités de production et commercialisation.

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre de 2021 s'élève à 5 472 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2021 en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 8 085 millions d'euros.

L'excédent de compensation résulte principalement de l'évolution des prix de marché entre 2020 et 2021. Les charges à compenser au titre du soutien des ENR électriques, ont fortement diminué sous l'effet de la hausse des prix de marché en 2021, alors que les compensations reçues de l'État (définies dans la loi de finances 2021 sur la base de prix de marché 2020 particulièrement bas) sont très élevées.

Au 31 décembre 2021, EDF SA constate ainsi une dette d'exploitation due à l'État de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020).

De plus, EDF s'est acquitté, au cours de l'année 2021, d'un montant de 255 millions d'euros au titre d'un reversement de trop perçus en 2016 portant sur l'ancien mécanisme de CSPE.

Enfin, 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 le 22 juillet 2021 sa délibération n° 2021-230 du 15 juillet 2021 constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2022 (7 620 millions d'euros), la reprévision des charges au titre de 2021 (7 142 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2020 (8 034 millions d'euros)

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est présenté en note 5.4.1.

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	14 041	10 868
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	5 524	1 032
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**19 565**	**11 900**

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concerne EDF Trading pour 4,5 milliards d'euros et les autres filiales du Groupe pour 3,2 milliards d'euros, dont Edison pour 1,5 milliard d'euros (en lien avec des achats de gaz réalisés à des prix de marché plus élevés cette année).

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)	31/12/2021	Dont passifs sur contrat	31/12/2020	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	2 114	1 635	1 788	1 344
Fournisseurs d'immobilisations	4 346	-	4 196	-
Dettes fiscales	5 093	-	4 532	-
Dettes sociales	5 092	-	4 712	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 140	3 110	3 290	3 233
Autres produits constatés d'avance*	997	592	827	430
Autres dettes	9 254	-	2 390	-
AUTRES CRÉDITEURS	**30 064**	**5 337**	**21 735**	**5 007**
dont part non courante	4 816	3 107	4 874	3 092
dont part courante	25 248	2 230	16 861	1 915

* *Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5.4.3).*

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 642 millions d'euros (518 millions d'euros au 31 décembre 2020).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2021, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 562 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 (502 millions d'euros au 31 décembre 2020).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2021, 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 1 746 millions d'euros (1 713 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également 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

Principes et méthodes comptables

Subventions d'investissement

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 comptabilisation des charges liées aux biens correspondants.

Au 31 décembre 2021, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 5,8 milliards d'euros (0,2 milliard d'euros en 2020), en lien avec la hausse des prix des commodités observée en Europe sur le second semestre 2021. 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).

Au 31 décembre 2021, les autres dettes comprennent également une dette d'exploitation due à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020, voir note 13.3.4).

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2021 pour 536 millions d'euros (414 millions d'euros sur l'année 2020).

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 variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	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	31/12/2021
Acomptes reçus	1 344	1 277	(1 013)	(22)	(1)	14	36	1 635
Produits constatés d'avance long terme	3 233	417	(519)	(1)	56	(88)	12	3 110
Autres produits constatés d'avance	430	488	(455)	(18)	-	138	9	592

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 635 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 702 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 5 007 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 11 697 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 093 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 et résultat par action

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 2021, le capital social s'élève à 1 619 338 374 euros, composé de 3 238 676 748 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,88 % par l'État, 14,77 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,32 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,03 % d'actions autodétenues.

En juin 2021, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2020 s'est traduit par une augmentation du capital social de 29 millions d'euros et une prime d'émission de 587 millions d'euros, à la suite de l'émission de 57 908 528 actions nouvelles.

En décembre 2021, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 40 millions d'euros et une prime d'émission de 859 millions d'euros, à la suite de l'émission de 80 844 641 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

14.2 Actions propres

Principes et méthodes comptables

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres entités du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Au 31 décembre 2021, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 174 554 actions pour une valeur de 14 millions d'euros.

14.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 6 mai 2021 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2020 à 0,21 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,231 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2020 en actions. Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2020 s'élève à 36 millions d'euros.

Le 4 novembre 2021, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende de 0,30 euro par action au titre de l'exercice 2021, mise en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 2 décembre 2021 pour un montant de 947 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 48 millions d'euros.

14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Titres subordonnés à durée indéterminée (émission hybride)

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (ou 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 spécifiques. La rémunération annuelle est fixe et revalorisée 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 notamment 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.

14.4.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2021

Au 31 décembre 2021, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 264 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (11 290 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les opérations d'émission et de rachats de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisées en capitaux propres au 31 décembre 2021 pour un montant net total de 972 millions d'euros (voir note 14.4.2).

EDF a exercé son option de rachat au 22 janvier 2022 sur l'intégralité des obligations subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 267 millions d'euros émises en janvier 2014. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2021 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 267 millions d'euros considérant le caractère certain du remboursement (voir note 18.3.2.1).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 547 millions d'euros sur l'exercice 2021 et de 501 millions d'euros sur l'exercice 2020. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2022, une rémunération d'environ 275 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	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
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	11/2019	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	05/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %

14.4.2 Évolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2021

Émissions d'obligations sociales hybrides

EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, 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 1er juin 2028.

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations sociales hybrides au cours de la période de 60 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 7 ans (soit en 2028), et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Les fonds levés par le biais des obligations sociales hybrides seront dédiés aux financements de projets éligibles comprenant les dépenses d'investissements engagées par le groupe EDF en passant commande auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution du groupe EDF en Europe et au Royaume-Uni. Dans le respect des *Social Bond Principles* et des *Sustainability Bond Guidelines* de l'ICMA (International Capital Market Association), cette émission d'obligations sociales hybrides est cohérente avec les engagements et la stratégie RSE (Responsabilité Sociale de l'Entreprise) du Groupe en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Le règlement-livraison est intervenu le 1er juin 2021, date à laquelle les obligations sociales hybrides sont admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 1 239 millions d'euros.

14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs)

Principes et méthodes comptables

OCEANEs (obligations convertibles à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes)

Les OCEANEs dont la conversion se fait par la remise d'un nombre fixe d'actions contre un montant fixe de trésorerie (règle dite de « l'exercice contre l'exercice ») donnent lieu à la comptabilisation d'une composante dette et d'une composante capitaux propres, conformément à la norme IAS 32.

Cette répartition reste constante, indépendamment de l'évolution de la probabilité d'exercice de l'option de conversion.

La composante dette est évaluée à la valeur actualisée des flux de trésorerie au taux d'une obligation similaire de marché sans option de conversion. La composante capitaux propres correspond, quant à elle, à la différence entre la juste valeur de l'instrument et celle de la composante dette.

Les frais d'émission sont affectés aux composantes dettes et capitaux propres de l'instrument dans les mêmes proportions que la répartition initiale.

Le 8 septembre 2020, EDF a 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. Ces obligations ont été comptabilisées pour un montant net de frais et d'impôt en « Emprunts et dettes financières » pour 2 389 millions d'euros et en « Capitaux propres » pour 126 millions d'euros. Ses principales caractéristiques sont présentées en note 18.3.2.2.

14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

14.6.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

		31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le controle	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.	20,0 %	2 567	(307)	2 526	(91)
NNB Holding Ltd.	33,5 %	6 305	(39)	4 716	1
EDF Investissements Groupe SA	7,94 %	518	11	515	11
Luminus SA	31,4 %	381	(30)	400	(5)
Framatome	24,5 %	86	(22)	115	(26)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		**1 921**	**102**	**1 321**	**75**
TOTAL		**11 778**	**(285)**	**9 593**	**(35)**

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 Limited, holding de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

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 aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle 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 % dans ce groupe.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co. détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy et à 20 % par CGN, et 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 165 millions d'euros au 31 décembre 2021 (202 millions d'euros en 2020).

14.6.2 Principaux indicateurs financiers d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd.

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	25 784	23 317
Actifs courants	3 868	4 399
TOTAL ACTIF	**29 652**	**27 716**
Capitaux propres	12 837	12 630
Passifs non courants	16 352	14 741
Passifs courants	463	345
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**29 652**	**27 716**
Chiffre d'affaires	1 842	3 091
Résultat net	(1 555)	(455)
TOTAL DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**906**	**(735)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	84	982
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(420)	(380)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(11)	(335)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**585**	**329**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(347)	267
Incidence des variations de change	42	(11)
Autres incidences	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**279**	**585**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	2	68

14.7 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2021	2020
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 113	650
• *dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies*	*5 114*	*804*
• *dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession*	*(1)*	*(154)*
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(547)	(501)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**4 566**	**149**
• *dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action*	*4 567*	*303*
• *dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action*	*(1)*	*(154)*
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	2	1
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	**4 567**	**150**
• *dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action*	*4 568*	*304*
• *dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action*	*(1)*	*(154)*
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**3 138 060 309**	**3 106 323 609**
Effet des instruments dilutifs	222 574 780	9 149 131
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**3 360 635 089**	**3 115 472 740**
Résultats par action *(en euros)*		
RÉSULTAT PAR ACTION	**1,46**	**0,05**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**1,36**	**0,05**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1,46**	**0,10**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1,36**	**0,10**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**-**	**(0,05)**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**-**	**(0,05)**

EDF a procédé en date du 8 septembre 2020 à une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société, dites OCEANEs (voir note 18.3.2.2). Le calcul du résultat dilué par action tient compte de l'impact de la conversion des OCEANEs et de l'ajustement du ratio de conversion/échange suite aux augmentations de capital sur la période.

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, par le fait d'un tiers d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créances et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Ces 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, ou 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 immobilisation.

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 ou d'un changement 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 (sinon 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 :

	31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 359	28 155	29 514	1 430	26 137	27 567
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 346	33 912	35 258	723	32 196	32 919
Provisions liées à la production nucléaire	**2 705**	**62 067**	**64 772**	**2 153**	**58 333**	**60 486**

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF *Note 15.1*	EDF Energy *Note 15.2*	Belgique *Note 15.3*	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	11 819	1 401	-	13 220
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	639	-	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	1 415	7	15 655
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2021	**26 052**	**3 455**	**7**	**29 514**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2020	24 622	2 938	7	27 567
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	12 595	434	30 759
Provisions pour derniers cœurs	2 660	1 839	-	4 499
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2021	**20 390**	**14 434**	**434**	**35 258**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2020	20 200	12 342	377	32 919
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2021	**46 442**	**17 889**	**441**	**64 772**
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2020	**44 822**	**15 280**	**384**	**60 486**

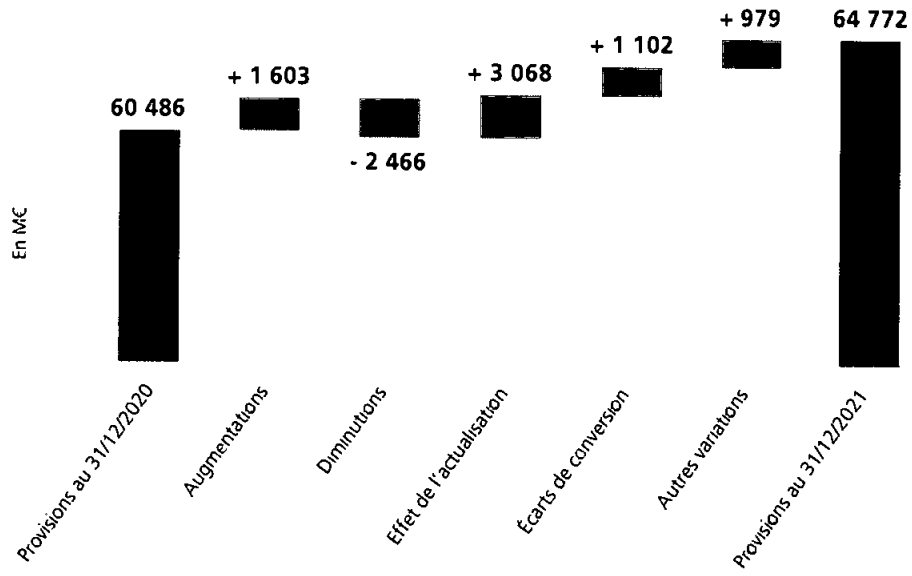
Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	12 608	1 205	(1 470)	601	90	186	13 220
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	546	4	-	38	39	12	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 413	132	(227)	932	82	323	15 655
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**27 567**	**1 341**	**(1 697)**	**1 571**	**211**	**521**	**29 514**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	28 036	262	(428)	1 397	750	742	30 759
Provisions pour derniers cœurs	4 883	-	(341)	100	141	(284)	4 499
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**32 919**	**262**	**(769)**	**1 497**	**891**	**458**	**35 258**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**60 486**	**1 603**	**(2 466)**	**3 068**	**1 102**	**979**	**64 772**
Dont part courante	2 153						2 785
Dont part non courante	58 333						62 067

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2021 s'explique notamment par :

- la baisse du taux d'actualisation réel de 70 bps en France, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 617 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 495 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) (voir note 15.1.1) ;
- l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe dont les effets au 1er janvier 2021 sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de (1 931) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents), et en « Augmentations » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 15.1.1) ;
- la révision des hypothèses d'évaluation des passifs pour déconstruction des centrales nucléaires au Royaume-Uni dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de 1,2 milliard d'euros au titre des variations des provisions adossées à la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au Royaume-Uni (voir note 15.2.3).

Évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2021



6

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*	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	*15.1.1.1*	11 322	1 185	(1 282)	505	89	11 819
• *dont non liées au cycle d'exploitation*		*1 297*	*366*	*(15)*	*89*	*(11)*	*1 726*
• *dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006*		*1 076*	*42*	*(36)*	*54*	-	*1 136*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	*15.1.1.2*	13 300	126	(227)	854	180	14 233
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**24 622**	**1 311**	**(1 509)**	**1 359**	**269**	**26 052**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	*15.1.1.3*	17 489	262	(186)	649	(484)	17 730
Provisions pour derniers cœurs	*15.1.1.4*	2 711	-	-	83	(134)	2 660
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**20 200**	**262**	**(186)**	**732**	**(618)**	**20 390**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**44 822**	**1 573**	**(1 695)**	**2 091**	**(349)**	**46 442**
*Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006**		*43 746*	*1 531*	*(1 659)*	*2 037*	*(349)*	*45 306*
*Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006**		*1 076*	*42*	*(36)*	*54*	-	*1 136*

* *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'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 474 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2021 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 617 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe pour (1 016) millions d'euros au 1er janvier 2021 (voir note 1.4.1), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cet impact sur les provisions liées à la production nucléaire s'explique principalement par le décalage des flux de décaissement (effet d'actualisation sur les provisions), et intègre également une révision à la marge des devis pour prendre en compte l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les entreposages ou centres de stockage, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi.

Cette diminution des provisions liées à la production nucléaire de (1 016) millions d'euros est présentée :

- en « autres mouvements » pour (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- en « augmentation » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat.

Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021 pour les provisions adossées à des actifs pour 495 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui 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, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC 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.

15.1.1.1 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 traitées 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.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend 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 exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont 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, fixe 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 sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016-2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF a traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de ce contrat, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros a été comptabilisée et couvre l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission.

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), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MWe puis dans certaines tranches 1 300 MWe. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. L'exploitation sur 50 ans du palier 1 300 MWe – traduite dans les comptes au 30 juin 2021 avec la durée d'amortissement des tranches 1 300 MWe allongée de 40 ans à 50 ans – qui s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'uranium de retraitement Enrichi dans les réacteurs 1 300 MWe, et l'atteinte des jalons industriels significatifs de la reprise de la filière, notamment la mise en service de l'usine de vitrification des résidus de TENEX sur le second semestre 2021, permettent de confirmer que l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière sont dorénavant remplies. En conséquence, sur le plan comptable, une reprise partielle de la provision entreposage de l'uranium de retraitement a été effectuée, pour un montant de 476 millions d'euros, le montant de cette reprise étant assis sur un fonctionnement des tranches concernées sur 50 ans.

D'autre part, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle. 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 qui sera exploitée par EDF (voir plus bas) et dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage 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 et EDF en 2019, en lien avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site ORANO de La Hague (coût provisionné à ce titre à hauteur de 168 millions d'euros au 31 décembre 2020). Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE).

Les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme. Ce moindre recyclage a pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme. En conséquence, les provisions ont été augmentées en 2021 pour un montant de 362 millions d'euros en prenant en compte ces deux solutions industrielles, intégrant une perspective de capacités d'entreposage de l'ordre de 3 100 tonnes par rapport à la situation sans densification ni entreposage à sec.

Par ailleurs, la provision 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) ou à l'uranium issu du traitement, 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 d'un entreposage centralisé sous eau 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, 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. Elle a été suspendue le 3 février 2022 pour se donner le temps de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées, et se poursuivra du 20 juin 2022 au 8 juillet 2022.

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	31/12/2021	31/12/2020
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES – Morvilliers (ANDRA)	3 093	2 856
	FMA CSA – Soulaines (ANDRA)		
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	394	365
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 746	10 079
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**14 233**	**13 300**

Déchets TFA et FMA

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 Soulaines, 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, 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 ;
- des avant-projets d'une installation d'entreposage et de découpe avant stockage des Tubes Guide de Grappes.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part a conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets TFA-FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockages, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvraient la porte à une évolution réglementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité. ». Les textes réglementaires (décrets du ministère de la Transition écologique) sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit les études engagées en vue de construire une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, en France et à l'étranger. 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.

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, mais du fait 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 Soulaines (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 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5e édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau Avant Projet Sommaire – APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

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).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

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.

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.

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.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a 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. Le groupe d'experts

mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

La revue de conception détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions fin 2020. 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.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base), précédemment prévue pour 2021, devrait désormais intervenir en 2022, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création, prévue aujourd'hui pour 2025. Les producteurs ont en revanche toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et l'objet d'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. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue début 2022.

Enfin, 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). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés).

Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions « reprise et conditionnement des déchets ».

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. À fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service.

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 principalement 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 Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix 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). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP de Chooz, 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 à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais la centrale présente 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 MWe 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.

Concernant 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. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. À partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier. L'année 2021 a été marquée par l'évacuation complète du combustible de la tranche 1, la préparation de la décontamination du circuit primaire qui aura lieu en 2022 ainsi que par l'expédition des premiers déchets d'exploitation vers ICEDA et des parties supérieures des Générateurs de Vapeurs à la filiale Cyclife Sweden pour traitement, conformément aux objectifs des travaux et études du projet de préparation du démantèlement Fessenheim.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	-	(7)	396	(484)	12 680
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	262	(179)	253	-	5 050
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**17 489**	**262**	**(186)**	**649**	**(484)**	**17 730**

Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent notamment l'impact de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, compensé en partie par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MWe, 1 300 MWe et N4)

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 MWe) 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.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit, 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 MWe, 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.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation et de série 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 des 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 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. 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 MWe 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 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 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). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MWe hors spécificité du site Fessenheim. Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré *via* une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 15,7 % pour l'ensemble du parc (19,5 % pour la tête de série 900 MWe).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a depuis donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, le séquencement des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté suite à l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MWe 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. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage

avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

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.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros$_{2021}$) de 2 tranches TTS 900 MWe (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MWe à comparer au 0,36 milliard d'euros de coût moyen 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) à Bugey, Saint-Laurent et 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 2e génération).

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. En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 15.1.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

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

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

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. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des Commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par le Groupe. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des 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.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique suite à l'arrêt des chantiers lors de la 1ère phase de confinement et suite à un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros suite à la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu – OCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installation et le début de la phase de démantèlement ultime et assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC – atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix – a été réalisée sur la base d'études d'Avant-Projet Sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

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) a commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installation UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphenix 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 de EDF.

Au 31 décembre 2021, 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 :

	31/12/2021	
(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	288	259
Réacteur à eau pressurisée REP – Fessenheim*	829	707
Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 478	3 136
Réacteur à eau lourde – Brennilis	323	284
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphenix à Creys Malville	534	479

* *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 0,88 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 télé-opérés 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 6,6 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 télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliard 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 MWe).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction 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 prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en 2024. Dans le cadre du nouveau scénario DCC, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 (contre 2047 précédemment) ;
- Réacteurs graphites Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu 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 seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets 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 2033 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;
- Creys Malville : 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 (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;
- 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. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). L'enquête publique a été lancée comme prévu le 15 novembre 2021 pour une durée de 7 semaines. L'avis du commissaire enquêteur est attendu mi-février 2022.

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, 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 de la 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 ») (voir note 17.3.1).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe au 1er janvier 2021 (voir note 1.4.1), les provisions pour dernier cœur évoluent peu.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

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 s'établit à 3,46 % pour 2021. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er 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 2021 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [- 0,6 % ; 0,6 %] ([- 0,6 % ; 0,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [0,6 % ; 3,1 %] ([0,2 % ; 3,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,46 % (3,51 % à fin 2020) 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 des *spreads* d'obligations pris en compte aux 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 %) soit une hypothèse d'inflation de 1,7 % au 31 décembre 2021, en hausse de 50 points de base par rapport au 31 décembre 2020, qui reflète en particulier la hausse observée des points-morts d'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2021, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 3,3 % – l'augmentation étant liée notamment à celle de la courbe de taux souverains – et 1,2 % au 31 décembre 2020), soit un taux d'actualisation réel de 2,0 % au 31 décembre 2021 (2,1 % au 31 décembre 2020).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1er 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. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,80 % au 31 décembre 2021 (2,66 % au 31 décembre 2020).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2021, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,0 %.

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

	31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	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 usé	16 121	10 683	18 998	10 246
dont non liée au cycle d'exploitation	*3 282*	*1 726*	*2 727*	*1 297*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 779	14 233	35 580	13 300
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**52 900**	**24 916**	**54 578**	**23 546**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 479	12 680	19 693	12 775
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 718	5 050	7 400	4 714
Derniers cœurs	4 349	2 660	4 258	2 711
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**32 546**	**20 390**	**31 351**	**20 200**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE – Périmètre loi du 28 juin 2006		**45 306**		**43 746**

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	31/12/2021		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le decaissement est au-dela de 10 ans*	Total
Gestion du combustible usé	7 846	8 275	16 121
dont non lié au cycle d'exploitation	*540*	*2 742*	*3 282*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 116	31 663	36 779
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**12 962**	**39 938**	**52 900**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	347	20 132	20 479
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 903	4 815	7 718
Derniers cœurs	262	4 087	4 349
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**3 512**	**29 034**	**32 546**

* *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 20 % et à 41 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 32 % et à 96 % pour la déconstruction.*

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

Le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

Pour l'exercice 2021

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		+ 0,10 %	- 0,10 %	+ 0,10 %	- 0,10 %
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE					
Gestion du combustible usé	11 819	(120)	124	102	(107)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	(472)	504	385	(413)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS COEURS					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 580	(291)	299	-	-
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	(88)	91	88	(91)
Derniers cœurs	2 660	(54)	55	-	-
TOTAL	**46 442**	**(1 025)**	**1 073**	**575**	**(611)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*34 276*	*(917)*	*963*	*515*	*(548)*

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.

Si, à tout moment, 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 1er juillet 2020 a modifié 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 1er juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE (depuis le 1er décembre 2017 (pour plus 15.1.2.7 ci-après).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 3e mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (dont notamment les titres CTE et des actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Depuis le décret du 1er 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 à craindre tant que cette valeur est inférieure à 114 %. Par ailleurs, le décret porte le délai maximal de retour des actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de la Commission 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 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.

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 13 106 millions d'euros au 31 décembre 2021 (10 422 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces FCPR sont constitués principalement de 16 fonds cotés pour 12 153 millions d'euros (au 31 décembre 2020, 13 FCPR cotés pour 9 742 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 (voir les actifs de rendement ci-dessous).

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).

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.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2021, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 8 626 millions d'euros, dont 7 908 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, pour une valeur de 3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, 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 Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France), 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 et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2021

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2020 (103,6 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021 (pour rappel, les dotations se sont élevées à 797 millions d'euros en 2020 conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 incombant à EDF). Au 31 décembre 2021, le taux de couverture des provisions est de 109,3 %.

L'année 2021 aura à nouveau été une année extrêmement favorable sur les marchés actions. En effet, la dynamique économique est restée très soutenue malgré les inquiétudes causées par l'apparition de plusieurs variants du virus de la Covid-19, compte tenu de la mise en place de campagnes de vaccination dans les pays développés ayant permis de limiter les effets de la crise sanitaire sur l'activité économique, ce qui a contribué à la performance des marchés actions.

Sur l'année, les indices actions ont fortement progressé sous l'effet de la très bonne performance du marché américain suivie par celle de l'Europe, les autres zones étant moins dynamiques. De manière moins habituelle, ce sont les méga-capitalisations qui ont progressé le plus dans toutes les zones à l'exception des pays émergents.

En lien avec la reprise économique, les marchés obligataires ont souffert de la remontée des taux. À titre d'exemple, les taux allemands à 10 ans ont progressé de + 0,4 % pour s'établir à - 0,2 % et les taux américains de + 0,6 % à 1,5 %. Cette hausse est cependant modérée compte tenu de la hausse de l'inflation. Les banques centrales ont néanmoins réussi à rassurer les marchés en insistant sur le caractère transitoire de ce phénomène et donc leur capacité à ne retirer que graduellement leurs politiques de soutien monétaire.

EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés, dans le domaine des compteurs électriques intelligents *via* un investissement complémentaire dans Energy Assets Group au Royaume-Uni (à pourcentage de participation inchangé), dans le secteur des télécoms en France avec une prise de participation minoritaire en consortium dans Orange Concessions (réseaux de fibre optique), dans des actifs immobiliers en France et en Allemagne *via* des participations minoritaires et dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2021 dans le résultat financier à hauteur de 2 739 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 1 218 millions d'euros en 2020.

Des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2021 en OCI à hauteur de (244) millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 62 millions d'euros en 2020.

Des retraits pour un montant de 389 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2021 (431 millions d'euros en 2020).

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 :

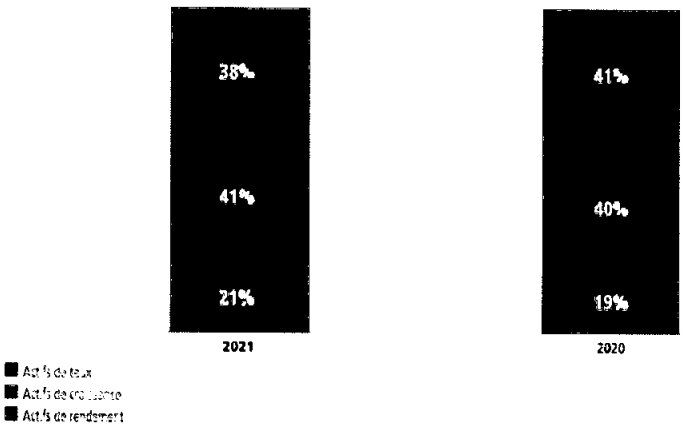
		31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		**5 626**	**7 908**	**4 677**	**6 420**
CTE	Participations dans les entreprises associées [1]	1 478	3 343	1 378	2 788
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées [2]	2 567	2 923	1 974	2 252
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets [3]	1 581	1 642	1 309	1 364
Dérivés	Juste valeur des dérivés	-	-	16	16
Actifs de croissance		**15 320**	**15 320**	**13 692**	**13 692**
Actions – parts d'OPC	Titres de dettes	14 815	14 815	13 174	13 174
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	519	519	330	330
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(14)	(14)	188	188
Actifs de taux		**14 226**	**14 226**	**13 736**	**13 736**
Obligations	Titres de dettes	13 007	13 007	12 371	12 371
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	199	199	155	155
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 016	1 016	1 185	1 185
Dérivés	Juste valeur des dérivés	4	4	25	25
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**35 172**	**37 454**	**32 105**	**33 848**

(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(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 1 457 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2021 par rapport à 2020 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)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 776	1 297
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	13 300
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	17 489
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	587	590
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**34 276**	**32 676**
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	**37 454**	**33 848**
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	**109,3 %**	**103,6 %**

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 109,3 %. 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 2021.

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 103,6 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

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 17 889 millions d'euros au 31 décembre 2021 ;
- 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 15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	1 286	20	(188)	96	90	97	1 401
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	546	4	-	38	39	12	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 106	6	-	78	82	143	1 415
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**2 938**	**30**	**(188)**	**212**	**211**	**252**	**3 455**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 170	-	(242)	739	750	1 178	12 595
Provisions pour derniers cœurs	1 172	-	(341)	17	141	(150)	1 839
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**12 342**	**-**	**(583)**	**756**	**891**	**1 028**	**14 434**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**15 280**	**30**	**(771)**	**968**	**1 102**	**1 280**	**17 889**

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 et la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'agissant des provisions pour déconstruction à hauteur de 1,2 milliard d'euros s'explique principalement par la décision d'arrêt immédiat de la centrale AGR de Dungeness B en juin 2021 (voir note 15.2.3).

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 conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. 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 1er juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué 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 101 millions d'euros au 31 décembre 2021 ;
- 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 après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, 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 2021.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* – DPS 20), correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible. Cette phase du DPS a été approuvée par la NDA en juin 2021.

En novembre 2021, EDF Energy a déposé auprès de la *Non-Nuclear Liabilities Assurance team* (NLA) une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (*Integrated Plan 22* – IP 22), qui a été approuvée en décembre 2021.

En février 2022, EDF Energy déposera la phase 2 du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* – DPS 21) au NLA qui couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

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 NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	**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 usé	2 729	1 401	2 318	1 286
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	2 154	639	1 875	546
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 126	1 415	3 724	1 106
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**10 005**	**3 455**	**7 917**	**2 938**

* *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 au Royaume-Uni. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* – DPS 20), correspondant à l'actualisation du devis d'évacuation du combustible. Cette actualisation a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2019

l'ée notamment à i) la prise en compte d'une extension de la durée des opérations de déchargement du combustible au travers de la modélisation des risques et aléas ") une meilleure définition des coûts couverts et i.) une mise à jour de l'évaluation des coûts de préparation à l'évacuation du combustible suite à la revue du scénario industriel. Le NDA a approuvé cette phase du DPS en juin 2021.

En novembre 2021, EDF Energy a déposé auprès de la NLA une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (*Integrated Plan 22* – IP 22). Cette actualisation conduit à une augmentation de la provision de 0,9 milliard d'euros par rapport à 2020. Cette augmentation est principalement expliquée par l'arrêt anticipé de Dungeness B en juin 2021 (précédemment prévu en 2028), entraînant notamment une augmentation de la durée d'évacuation du combustible (et des coûts afférents) du fait du caractère non planifié de cet arrêt.

Par ailleurs, en 2021, EDF Energy a réalisé une mise à jour des coûts relatif à la phase 2 du plan de déconstruction (DPS 21) qui couvre les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels. Cette mise à jour conduit à une augmentation des provisions de 0,2 milliard d'euros, qui intègre les effets à la hausse liés à l'arrêt anticipé de Dungeness B (prévu auparavant en 2028) et aux nouvelles hypothèses de dates de fermeture des centrales Heysham 2 et Torness planifiées en 2028 (précédemment en 2030), et à la baisse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B (centrale REP) au 31 décembre 2021. La phase 2 sera soumise à la NLA fin février 2022.

	31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	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	**19 864**	**12 494**	**18 175**	**10 069**

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

- Comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est dorénavant 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 %).

Le taux d'actualisation réel, en vision globale pour l'ensemble des provisions nucléaires d'EDF Energy ainsi déterminé est inchangé ; en particulier le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 1,9 %, identique au 31 décembre 2020.

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

En Belgique, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celles des fonds permettant de les couvrir. À 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 obligations présentées au passif sous forme de provisions et s'élevant à 272 millions d'euros au 31 décembre 2021 (265 millions d'euros au 31 décembre 2020) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée à l'actif du bilan consolidé en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 282 millions d'euros au 31 décembre 2021 (263 millions d'euros au 31 décembre 2020). 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 finance.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique, correspondent à des obligations au passif sous forme de provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

· 6

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.), mais aussi 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 retraites, 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 chacune des entités et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à 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 revalorisations de pensions sont l'évaluation obligatoire la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint et le taux de maternité ;
- le taux d'actualisation financière de la 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 résultant 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 retraité :

- dans le compte de résultat :
  - le coût des services rendus correspondant à l'augmentation 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 du 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 sont soumis les différents régimes de prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires reconnues 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 mobilité du personnel bénéficiant du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et la couverture de certains avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg, EDF PEI et certaines filiales du sous-groupe Dalkia.

Suite à la réforme du financement du régime social des IEG entrée en vigueur au 1er 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 défavorable ou défavorable du bénéfice du régime de droit commun non refacturée 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 servis par le biais des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles,
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées = transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux retraités des IEG. Ils se décomposent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les ayants droits 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 durant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire prévisionnel des énergies du coût marginal de production et des taxes. À ces éléments s'ajoute la quote-part représentant le prix de l'accord d'échange 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 activité ou en invalidité (article 27 - § 3 du Statut National). Il est versé aux ayants droits privilégiés des agents décédés (un montant statutaire correspondant à trois mois de salaire statutaires ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques lorsqu'elle intervient avec remboursement des frais d'obsèques),
- les indemnités de comptes 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 10 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le complément épargne pour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, il existait au 1er janvier 2021 trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan EPGS (*Electricity Pension Generation Scheme*), dont la plupart des actifs sont salariés ou retraités de l'activité de production Nucléaire, le plan ne fonctionnant plus de nouveaux actifs depuis août 2012 ;
- le plan EEGSS (*EDF Energy Generation and Supply Group Scheme*) mis en place en décembre 2018 pour les salariés restants aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'un des plans à la fin août de UK Power Networks, hors du périmètre des actifs de réseaux. Le plan EEGSS n'a pas accueilli depuis de nouveaux actifs ;
- le plan EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation était ouverte aux nouveaux entrants jusqu'au 1er janvier 2021.

À compter du 30 juin 2021 ou du 31 décembre 2021, selon l'option choisie par chaque salarié, ces trois régimes de retraite à prestations définies EEGSS, EEPS et PEUS sont fermés et remplacés par un nouveau régime à cotisations définies (appelé « *Retirement Plan* »).

En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the ESPS* » (EDFG). Ce régime continuera d'exister pour les droits acquis jusqu'à la date de fermeture des précédents régimes. Les engagements correspondants seront mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne seront plus sensibles aux nouveaux entrants ni à l'évolution des salaires.

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les salariés en activité sont accordés selon chaque législation 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.

16.1 Provisions pour avantages du personnel du groupe

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour avantages du personnel – part courante	792	879
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	21 716	22 130
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**22 508**	**23 009**

16.1.1 Décomposition de la 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 31/12/2020	**35 489**	**10 117**	**952**	**46 558**
Charge nette de l'exercice 2021	1 237	356	40	1 633
Écarts actuariels	110	(356)	7	(239)
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	3	1	4
Prestations versées [2]	(1 336)	(408)	(28)	(1 772)
Mouvements de périmètre	-	-	(57)	(57)
Écarts de conversion	-	698	-	698
Autres variations [3]	(64)	-	(5)	(69)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2021	**35 436**	**10 410**	**910**	**46 756**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2020	**(13 470)**	**(11 406)**	**(398)**	**(25 274)**
Charge nette de l'exercice 2021	(119)	(196)	(4)	(319)
Écarts actuariels	(287)	(859)	(22)	(1 168)
Cotisations versées aux fonds	-	(247)	(26)	(273)
Cotisations salariales	-	(3)	(1)	(4)
Prestations versées	465	408	7	880
Mouvements de périmètre	-	-	(2)	(2)
Écarts de conversion	-	(821)	-	(821)
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2021	**(13 411)**	**(13 124)**	**(446)**	**(26 981)**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2020 [2]	**22 019**	**(1 289)**	**554**	**21 284**
Charge nette de l'exercice 2021	1 118	160	36	1 314
Écarts actuariels	(177)	(1 215)	(15)	(1 407)
Cotisations versées aux fonds	-	(247)	(26)	(273)
Cotisations salariales	-	-	-	-
Prestations versées	(871)	-	(21)	(892)
Mouvement de périmètre	-	-	(59)	(59)
Écarts de conversion	-	(123)	-	(123)
Autres variations [3]	(64)	-	(5)	(69)
PASSIF NET AU 31/12/2021	**22 025**	**(2 714)**	**464**	**19 775**
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				*22 508*
Actifs financiers non courants [4]				*(2 733)*

(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 2020 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 23 009 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (1 725) millions d'euros soit un passif net de 21 284 millions d'euros.
(3) Au 31 décembre 2021, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG.
(4) Dont (67) millions d'euros relatifs à la modification de la méthode d'acquisition des droits (voir note 1.2.3).

Écarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2021

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2021 s'élèvent à (239) millions d'euros :

- dont 110 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour (3 099) millions d'euros,
  - la variation des écarts d'expérience pour (540) millions d'euros,
  - l'impact lié à l'accord ARRCO AGIRC pour 151 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour 3 598 millions d'euros ; et
- dont (356) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2020 s'élevaient à 3 293 millions d'euros :

- dont 2 356 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour 2 695 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (604) millions d'euros ; et
- dont 896 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation.

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2021

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2021 s'élèvent à (1 168) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (859) millions d'euros et en France de (287) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés obligataires.

Passif net au 31 décembre 2021

Le passif net au 31 décembre 2021 s'élève à 19 775 millions d'euros :

- dont 22 025 millions d'euros en France ;
- dont (2 714) 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 2 733 millions d'euros contre 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020. Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

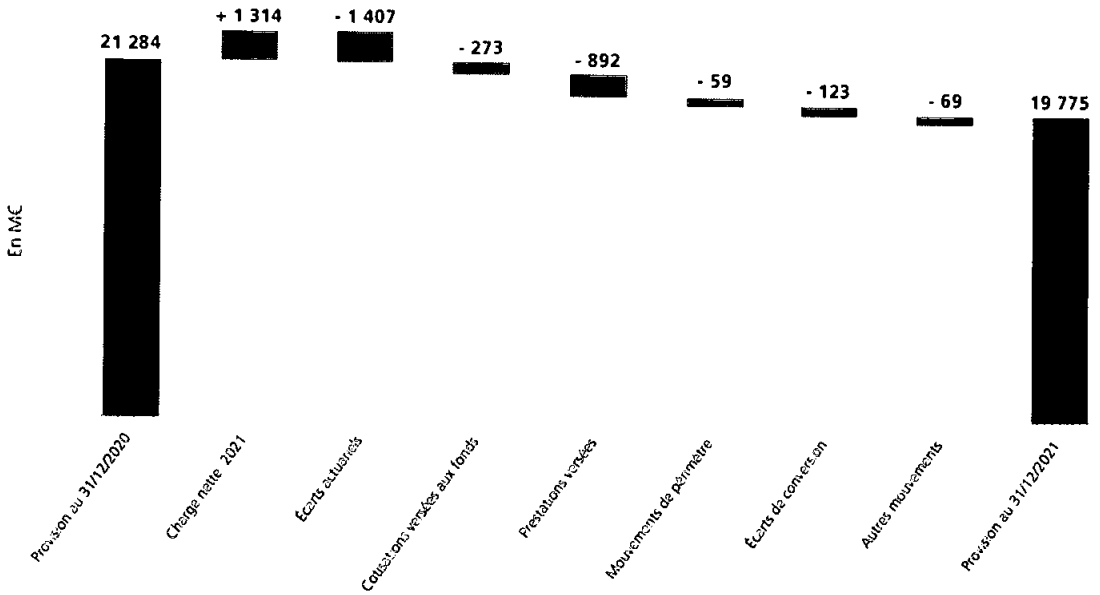
Évolutions au Royaume-Uni

Suite à la fermeture des régimes de retraite à prestations définies EEGSG, EEPS et BEGG remplacés par un nouveau régime à cotisations définies (voir principes et méthodes ci-dessus), la réévaluation du plan au 31 décembre 2021 s'est traduite par une diminution des engagements au titre de la réduction des coûts des services passés pour 35 millions d'euros, comptabilisée en « Charges de personnel ».

Par ailleurs, afin d'accompagner cette transition, les salariés bénéficient d'une prime individuelle de transition comptabilisée en « Charges de personnel » pour (82) millions d'euros.

L'évolution du passif net en 2021 est la suivante :

Évolution du passif net en 2021



16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

	France		Royaume-Uni	
(en %)	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs [1]	1,30 %	0,90 %	1,90 %	1,45 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,20 %	2,95 %	2,53 %
Taux d'augmentation des salaires [2]	2,80 %	2,30 %	2,70 %	2,37 %

(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 des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été 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 de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations. La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2021.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 1,30 % au 31 décembre 2021 (0,90 % au 31 décembre 2020).

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.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

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 1,70 % au 31 décembre 2021 (1,2 % au 31 décembre 2020).

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels), comparables aux évolutions de salaires constatées sur les derniers exercices.

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.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été 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.

	31/12/2021	
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	1 785 / (1 939)	(545) / 614
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	1 826 / (1 691)	552 / (492)
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 844 / (1 721)	n.a

n.a. : non applicable.

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

	2021			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(793)	(223)	(25)	(1 041)
Coût des services passés	-	35	-	35
Écarts actuariels – avantages à long terme	(123)	-	(6)	(129)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(916)**	**(188)**	**(31)**	**(1 135)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(321)	(168)	(9)	(498)
Produit sur les actifs de couverture	119	196	4	319
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(202)**	**28**	**(5)**	**(179)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 118)**	**(160)**	**(36)**	**(1 314)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(110)	356	(7)	239
Écarts actuariels sur actifs de couverture	287	859	22	1 168
Écarts actuariels	**177**	**1 215**	**15**	**1 407**
Écarts de conversion	**-**	**123**	**-**	**123**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**177**	**1 338**	**15**	**1 530**

	2020			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(663)	(262)	(28)	(953)
Coût des services passés	-	-	-	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	(146)	-	-	(146)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(809)**	**(262)**	**(28)**	**(1 099)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(432)	(194)	(11)	(637)
Produit sur les actifs de couverture	160	215	3	378
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(272)**	**21**	**(8)**	**(259)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 081)**	**(241)**	**(36)**	**(1 358)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(2 356)	(896)	(41)	(3 293)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 204	1 179	7	2 390
Écarts actuariels	**(1 152)**	**283**	**(35)**	**(903)**
Écarts de conversion	**-**	**(58)**	**1**	**(57)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(1 152)**	**225**	**(34)**	**(960)**

En 2021, les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme enregistrés au compte de résultat s'élèvent à 110 millions d'euros dont (129) millions au titre des avantages à long terme et 239 millions au titre des avantages postérieurs à l'emploi :

- dont 356 millions d'euros au Royaume-Uni ;
- dont (233) millions d'euros en France relatif pour (123) millions aux avantages à long terme et (110) millions au titre des engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi. Ces écarts actuariels sont liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation et des écarts d'expérience (voir note 16.1.2 et tableau ci-dessous).

Les écarts actuariels sur engagements en France sont les suivants :

Les écarts actuariels sur engagements générés en France en 2020 s'élèvent à (2 502) millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, de taux d'inflation et des écarts d'expérience.

(en millions d'euros)	2021	2020
Variation liée aux écarts d'expérience	437	(355)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	1	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières*	(671)	(2 147)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**(233)**	**(2 502)**
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	*(110)*	*(2 356)*
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	*(123)*	*(146)*

* *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)	31/12/2021	31/12/2020
Participants en activité	18 463	20 477
Retraités	16 973	15 012
TOTAL ENGAGEMENTS	**35 436**	**35 489**

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	**33 813**	**(13 411)**	**20 402**
Dont :			
Retraites*	26 196	(12 620)	13 576
Avantage en nature énergie	4 925	-	4 925
Indemnités de fin de carrière	897	(776)	121
Autres	1 795	(15)	1 780
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2021	**1 623**	**-**	**1 623**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 362	-	1 362
Médailles du travail	230	-	230
Autres	31	-	31
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2021	**35 436**	**(13 411)**	**22 025**

* *Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2021).*

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2020	**33 893**	**(13 470)**	**20 423**
Dont :			
Retraites*	25 951	(12 671)	13 280
Avantage en nature énergie	5 294	-	5 294
Indemnités de fin de carrière	941	(784)	157
Autres	1 707	(15)	1 692
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2020	**1 596**	**-**	**1 596**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 339	-	1 339
Médailles du travail	225	-	225
Autres	32	-	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2020	**35 489**	**(13 470)**	**22 019**

* *Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2020).*

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 411 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 470 millions d'euros au 31 décembre 2020) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 67 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
ACTIFS DE COUVERTURE	**13 411**	**13 470**
Actifs pour régime spécial de retraite	**12 620**	**12 671**
Dont (en %)		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	34 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	66 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**776**	**784**
Dont (en %)		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	37 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	63 %
Autres actifs de couverture	**15**	**15**

Au 31 décembre 2021, 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 relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2021, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 63 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 37 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 64 % 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.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de 3 % en 2021.

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	1 305	1 297
De un à cinq ans	4 402	4 221
De cinq à dix ans	5 171	4 626
À plus de dix ans	41 036	25 292
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**51 914**	**35 436**

Au 31 décembre 2021, la durat'on moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 21,5 ans.

16.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy.

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Participants en activité	5 837	5 702
Retraités	4 573	4 415
TOTAL ENGAGEMENTS	**10 410**	**10 117**

16.3.2 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par le fond externalisé EDFG résultant de la fusion au 31 décembre 2021 des trois fonds BEGG, EEGSG et EEPS, dont la valeur actuelle s'élève à 13 124 millions d'euros au 31 décembre 2021 (11 406 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

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.

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs pour plan de retraite BEGG*	n.a.	8 585
Actifs pour plan de retraite EEGSG*	n.a.	1 585
Actifs pour plan de retraite EEPS*	n.a.	1 236
Actifs pour plan de retraite EDFG*	13 124	n.a.
ACTIFS DE COUVERTURE	**13 124**	**11 406**
Dont (en %)		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	10 %	11 %
Instruments de créances cotés (obligations)	60 %	61 %
Biens immobiliers	5 %	6 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	5 %	4 %
Autres	20 %	18 %

n.a. : non applicable.

* *En 2021, ces 3 plans ont été fermés puis fusionnés dans un seul régime nommé « EDF Group of the ESPS » (EDFG).*

Au 31 décembre 2021, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 58 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2021, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 76 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 24 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 76 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a augmenté de 5 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2020.

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	428	416
De un à cinq ans	1 847	1 769
De cinq à dix ans	2 598	2 289
À plus de dix ans	11 135	5 936
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**16 008**	**10 410**

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 23,3 ans au 31 décembre 2021.

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

		31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	*Notes*	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	*17.1*	95	1 872	1 967	120	1 744	1 864
Autres provisions	*17.2*	3 245	3 570	6 815	2 675	3 630	6 305
AUTRES PROVISIONS		**3 340**	**5 442**	**8 782**	**2 795**	**5 374**	**8 169**

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2021	**770**	**123**	**188**	**443**	**443**	**1 967**
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2020	772	128	172	412	380	1 864

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 2021 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 161 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (97 millions d'euros pour Framatome et 64 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés ont été 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 109 millions d'euros pour Framatome et 63 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture règlementaire de 111 % pour Framatome et de 98 % pour Cyclife France (Cyclife ayant obtenu de l'autorité administrative le 22 novembre 2021 une prescription de revenir à un taux d'au moins 100 % pour la clôture 2022).

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements*	31/12/2021
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	801	236	(465)	-	-	13	585
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	166	3	(55)	(2)	(1)	1	112
Provisions pour litiges	392	68	(50)	(88)	1	4	327
Provisions pour contrats onéreux	1 890	267	(156)	(354)	1	3	1 651
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 192	1 957	(1 578)	(8)	-	9	1 572
Autres provisions pour risques et charges	1 864	1 343	(549)	(163)	2	71	2 568
TOTAL	**6 305**	**3 874**	**(2 853)**	**(615)**	**3**	**101**	**6 815**

* *Les autres mouvements comprennent principalement les effets de conversion liés à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.*

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de services :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes sur contrats de prestations de services liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

Le chiffre d'affaires et la marge sur 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 à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de Certificats d'énergie renouvelable, de Certificats d'Économies d'Énergie, par rapport aux obligations assignées (voir notes 5.4.3, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

Dans le cadre du dispositif de **Certificats d'énergie renouvelable**, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de Certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2021, une provision de 1 156 millions d'euros 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. 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 (SEQE-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. Il prévoit également d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus. Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2021, le volume des émissions s'élève à 17 millions de tonnes (19 millions de tonnes pour l'année 2020, incluant EDF Energy).

Les émissions réelles de gaz à effet de serre s'élèvent à 380 millions d'euros au 31 décembre 2021 (260 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant EDF Energy), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2021, 16 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2020 (21 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions réalisées en 2019, incluant EDF Energy).

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS – *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2021, le volume des émissions d'EDF Energy est de 2 millions de tonnes (3 millions de tonnes pour 2020) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 36 millions d'euros comptabilisés en provision (83 millions d'euros pour 2020).

EDF Energy a restitué en 2021, 3 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2020 (5 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 2019).

Autres provisions pour risques et charges

Ces provisions couvrent 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 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.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2021 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2019, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par un arrêt du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. En exécution de cette décision, la Société a décaissé 374 millions d'euros en juillet 2021 ainsi que 85 millions d'euros au titre des exercices 2014 et 2015. La Société a formé un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

Pour rappel, EDF avait inscrit dans ses comptes 2020 un passif d'impôt net d'un montant de 510 millions d'euros ramené à 41 millions d'euros à fin 2021 compte tenu notamment de ces décaissements.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a par ailleurs notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

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 annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. Cette décision n'entraîne aucune conséquence pour les comptes 2021, la Société se verra restituer sur 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés.

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.

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) ont eu pour conséquence, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement sur la base d'un nouveau tarif. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat PV. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

À la suite d'une question préjudicielle la Cour de Justice de l'Union européenne a considéré le 15 mars 2017 que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituent une aide d'État mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission, ce qui la rend illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences.

Le 18 septembre 2019, par plusieurs arrêts de rejet intéressant tant Enedis qu'EDF, la Cour de cassation a jugée l'aide illégale car non notifiée et dès lors le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable. Depuis cette date, pour l'essentiel, la Cour de cassation confirme sa jurisprudence du 18 septembre 2019 et rejette les pourvois des producteurs fondés sur l'aide d'État.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance responsabilité civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la faute du GRD. À la suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique. Au regard de l'évolution favorable des dossiers devant la Cour de cassation, EDF et Enedis ont décidé de demander le « retrait du rôle » de ce dossier lors de l'audience du 17 février 2021, et ainsi suspendre la procédure pour fixer définitivement la liste des dossiers qui subsisteraient dans leur réclamation.

17.3.4 Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19 certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence 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.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la cour d'appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvu en cassation. Seul TotalEnergies demeure partie à l'instance.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1er juillet 2020, le président du tribunal de commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de commerce et dit n'y avoir lieu à référé rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Energie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement, 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 ne s'est pas pourvu en cassation.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à leur verser des dommages et intérêts représentant plusieurs dizaines de millions d'euros au total.

Les autres procédures sont en cours.

17.3.5 Edison

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours :

- Deux procédures administratives :
  - la province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Specialty 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, considéré 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 la Cour de Cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuit.

    Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics. En particulier, il a finalisé les mesures de prévention (couverture) des zones polluées, réactivé le système de pompage et de stockage des eaux peu profondes et réalisé de nouvelles inspections en profondeur des sols. La société également a récemment soumis au ministère de l'Environnement le dossier en vue de la première phase de l'assainissement de l'environnement concernant l'élimination et la gestion des déchets.

    Le 11 juin 2021, le Conseil d'État a publié un arrêt par lequel il a rejeté le recours du ministère de l'Environnement contre la décision du TAR des Abruzzes concernant l'annulation de l'attribution à la société belge Dec Deme du contrat intégré relatif aux interventions d'assainissement dans ces zones.

    Edison, qui avait déjà commencé les travaux susmentionnés pour sécuriser et assainir ces zones en vertu de la sentence du Conseil d'État d'avril 2020, discute actuellement de l'assainissement et de l'élimination des déchets relevant de sa compétence avec les organismes en charge.

  - par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le Tribunal administratif régional de Pescara, les procédures sont en cours. Dans l'attente du jugement, Edison a conclu un accord transitoire avec les propriétaires actuels pour la définition des modalités de reprise de la gestion des centrales existantes et des activités d'assainissement ;
- un 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.

  L'appel d'Edison devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence est maintenant en cours devant la Cour d'appel de Milan.

  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. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.
- Une procédure civile : 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.

Mantoue - procédure environnementale et pénale

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'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours.

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 suite à l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

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 que 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 1er 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.

17.3.6 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Le groupe EDF fait actuellement l'objet de quatre procédures devant l'Autorité de la concurrence.

La première, relative aux pratiques commerciales d'EDF et de certaines de ses filiales sur les marchés de services énergétiques, fait suite à une plainte déposée le 17 octobre 2016 par la société Xélan. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. Cette procédure est toujours en cours d'instruction.

La deuxième procédure fait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham ont reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'Économie d'Énergie. Une décision de l'ADLC est attendue suite à la tenue d'une séance devant le collège de l'Autorité en novembre 2021.

La troisième procédure fait suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019. Elle porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Électricité de Strasbourg, ES Services énergétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une notification de griefs, à laquelle les entreprises ont répondu le 16 juillet 2021. La procédure contradictoire se poursuivra en 2022.

La quatrième procédure, relative à la politique de prix d'EDF pour ses offres de fourniture d'électricité aux clients non résidentiels dont la puissance de raccordement est inférieure à 36 kVa, fait suite à une plainte de la société Plüm Énergie en date du 14 septembre 2020. Cette plainte était assortie d'une demande de mesures conservatoires destinée à faire intervenir l'Autorité en urgence. Le 18 février 2021, l'Autorité a rejeté la demande de mesures conservatoires de Plüm. La procédure au fond est toujours en cours.

Enfin, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à son encontre par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie). 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 a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. La décision de l'Autorité est susceptible de faire l'objet d'un appel dans un délai d'un mois à compter de sa notification aux parties.

Si l'Autorité de la concurrence devait, au terme de son instruction au fond dans une de ces procédures, conclure à l'existence d'une pratique anticoncurrentielle, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière. En application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce, le montant maximum potentiel des sanctions s'élève à 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes du Groupe.

Une provision est comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021.

Note 18 Actifs et passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les **actifs financiers** comprennent les titres de capitaux propres notamment les titres de participations non consolidés, les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs (voir note 18.2) ainsi que la trésorerie et les valeurs de trésorerie (voir note 18.2).

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés soit 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 (voir note 18.2).

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 de l'actif financier dans le cadre d'un 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. Lorsque la 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 composés de titres de dettes ou d'instruments de capitaux propres, 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 participations 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 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 taux 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 inscrits au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur **comptabilisation initiale**, les actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêté, ils sont réévalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou de la valeur

de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (sauf les titres de dettes ne remplissant pas les critères 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 dans l'unique but d'en obtenir la revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction, voir note 18.2) ;
- les instruments de capitaux propres (autres que de parts dans des entités consolidées) 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 remplissant 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 comptabilisés 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** financiers 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 tels prêts.

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 financiers qui ne sont pas éligibles au 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 (« 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 effet, dans sa politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille commercial 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 menée sur un horizon de 12 mois suivant la date de clôture.

Le seuil de matérialité 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 reconnaître 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 :

	31/12/2021			31/12/2020		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	10 559	5 870	16 329	13 044	5 696	18 740
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	37	253	290	34	228	262
Titres en juste valeur en résultat	2 855	25 369	28 224	2 556	22 807	25 363
Titres de dettes ou de capitaux propres	**13 411**	**31 432**	**44 843**	**15 634**	**28 731**	**44 365**
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	20 061*	-	20 061	5 038	-	5 038
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	4 522	5 388	9 910	1 625	3 814	5 439
Prêts et créances financières (*)	1 943	18 789	20 732	1 235	15 070	16 305
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**39 937**	**55 609**	**95 546**	**23 532**	**47 615**	**71 147**

* *Dont dépréciation pour (299) millions d'euros au 31 décembre 2021 ((432) millions d'euros au 31 décembre 2020).*

L'augmentation de la juste valeur positive des dérivés de transaction (+ 15,0 milliards d'euros) s'explique par la hausse 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 2021 et dans une moindre mesure avec l'augmentation 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 2 597 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 441 millions d'euros au 31 décembre 2020).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	31/12/2021				31/12/2020
(en millions d'euros)	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	6 299	-	24 714	31 013	28 398
Actifs liquides	9 927	-	2 810	12 737	15 028
Autres actifs*	103	290	700	1 093	939
TOTAL	**16 329**	**290**	**28 224**	**44 843**	**44 365**

** Participations détenues dans des entreprises non consolidées.*

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Titres en juste valeur en OCI recyclable	18 740	(2 357)	(276)	7	178	37	16 329
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	262	6	16	1	1	4	290
Titres en juste valeur en résultat	25 363	(338)	3 200	55	15	(71)	28 224
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	**44 365**	**(2 689)**	**2 940**	**63**	**194**	**(30)**	**44 843**

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 :

	2021			2020		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable	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	(202)	-	42	224	-	162
Actifs liquides	(81)	-	21	(29)	-	13
Autres titres	-	15	-	-	(34)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES (3)	**(283)**	**15**	**63**	**195**	**(34)**	**175**

(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 (346) millions d'euros dont (244) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2021 et pour 20 millions d'euros dont 62 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2020.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2021.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Créances à recevoir du NLF	15 986	13 034
Autres prêts et créances financières	4 746	3 271
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**20 732**	**16 305**

Au 31 décembre 2021, les prêts et creances 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 15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020), 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 d'EOF Energy pour un montant de 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir note 16.1.1),
  - › le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprés de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 282 millions d'euros au 31 décembre 2021 (263 millions d'euros au 31 décembre 2020) 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, principalement liés à des parcs en France, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, pour un montant de 525 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 382 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2020	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Prêts et créances financières	**16 305**	**137**	**943**	**(19)**	**1 140**	**2 226**	**20 732**

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation 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 mises à disposition et des placements à très court terme facilement convertibles 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 la maturité est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs financiers (titres de dette 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)	31/12/2021	31/12/2020
Disponibilités	9 178	5 832
Équivalents de trésorerie	741	438
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**9 919**	**6 270**

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 198 millions d'euros au 31 décembre 2021 (242 millions d'euros au 31 décembre 2020) (voir note 1.3.5).