

COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros)	Notes	2022	2021
Chiffre d'affaires	3	87 129	53 001
<i>Chiffre d'affaires en France</i>		<i>50 374</i>	<i>37 564</i>
<i>Chiffre d'affaires à l'étranger</i>		<i>36 755</i>	<i>15 437</i>
Production stockée et immobilisée		1 520	1 439
Subventions d'exploitation	4	883	5 554
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	5	6 491	3 649
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	6	3 552	1 100
I Total Produits d'exploitation		99 575	64 743
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	7	106 080	43 528
<i>Achats consommés de combustibles</i>		<i>9 059</i>	<i>4 422</i>
<i>Achats d'énergie</i>		<i>78 202</i>	<i>21 752</i>
<i>Achats de services et autres achats consommés de biens</i>		<i>18 819</i>	<i>17 354</i>
Impôts, taxes et versements assimilés	8	1 974	2 254
Charges de personnel	9	6 615	6 407
Dotations d'exploitation		10 307	7 507
<i>Dotations aux amortissements des immobilisations</i>	10	<i>4 490</i>	<i>4 363</i>
<i>Dotations aux provisions et dépréciations</i>	5	<i>5 817</i>	<i>3 144</i>
Autres charges d'exploitation	6	2 661	2 480
II Total Charges d'exploitation		127 637	62 176
Résultat d'exploitation (I - II)		(28 062)	2 567
III Quotes-parts de résultat sur opérations faites en commun		-	-
IV Résultat financier	11	(3 269)	(1 465)
Résultat courant avant impôts (I - II + III + IV)		(31 331)	1 102
V Résultat exceptionnel	12	536	1 765
VI Impôts sur les bénéfices	13	147	(1 410)
Bénéfice ou perte (I - II + III + IV + V + VI)		(30 648)	1 457

ELECTRICITE DE FRANCE
Société anonyme au capital de 2.084.809.296,50 euros
Siège social : 22-30 avenue de Wagram 75008 Paris
552 081 317 R.C.S. PARIS
(la « Société »)

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL DE L'ASSEMBLEE GENERALE ORDINAIRE
ANNUELLE DU 28 JUN 2023

(...)

Troisième résolution (*Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2022*)

L'Assemblée Générale, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration ainsi que du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels, constate que le résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2022 se solde par une perte comptable de 30 648 162 977,29 euros et décide en conséquence, sur proposition du Conseil d'administration, d'affecter cette perte comptable au compte « report à nouveau », qui présentera, à l'issue de cette affectation, un solde débiteur de 22 461 366 664,48 euros.

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

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action ⁽¹⁾ (en euros)	Dividende total distribué (en euros)⁽¹⁾	Quote-part du dividende éligible à l'abattement⁽²⁾
2019	3 050 969 626	0,15 ⁽²⁾	456 888 323,70 ⁽²⁾	100%
2020	3 099 923 579	0,21 ⁽³⁾	652 259 998,76 ⁽⁴⁾	100%
2021	3 736 934 708	0,58 ⁽⁵⁾	1 997 314 793,63 ⁽⁶⁾	100%

⁽¹⁾ Déduction faite des actions autodétenues.

⁽²⁾ 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.

⁽³⁾ Soit un montant de 0,231 euros en 2020 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

⁽⁴⁾ 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.

⁽⁵⁾ Soit un montant de 0,638 en 2021 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

⁽⁶⁾ Dont 947 074 231,20 euros versés le 2 décembre 2021 à titre d'acompte sur le dividende 2021 composé de 898 992 407,92 euros versés en actions nouvelles, 48 081 668,10 euros versés en numéraire et 155,18 euros de soulte. Le solde du dividende 2021, d'un montant de 1 050 240 562,43 euros versé le 13 juin 2022, est composé de 978 699 524,40 euros versés en actions nouvelles, 71 540 908,35 euros versés en numéraire et 129,68 euros de soulte.

L'actionnaire unique adopte cette résolution.



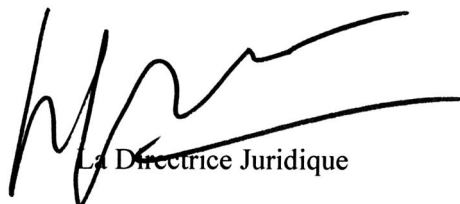
Quatrième résolution (Dotation de la réserve légale)

L'Assemblée Générale, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, décide, sur proposition du Conseil d'administration, de prélever sur le compte « Primes liées au capital social » un montant de 32 452 083,60 euros pour dotation à la réserve légale. Postérieurement à cette dotation, le compte « réserve légale » s'élèvera à 194 385 921,00 euros.

L'actionnaire unique adopte cette résolution.

(...)

Pour extrait certifié conforme,
le 19 juillet 2023

A handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, connected strokes, positioned above the text 'La Directrice Juridique'.

La Directrice Juridique



KPMG S.A.
Tour EQHO
2, Avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France

Deloitte & Associés
6, Place de la Pyramide
92908 Paris La Défense Cedex
France

Electricité de France S.A.

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2022
Electricité de France S.A.
22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris

KPMG SA
Société française membre du réseau
KPMG constitué de cabinets
indépendants adhérents de KPMG
International Limited, une société de
droit anglais ("private company limited
by guarantee").

SA
Société de commissariat aux comptes
Siège social : Tour EQHO
2 Avenue Gambetta
CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
775726417 RCS NANTERRE

Deloitte SAS
Société par actions simplifiée au capital de 2 188 160 €
Société d'Expertise Comptable inscrite au Tableau de l'Ordre d'Ile-de-France
Société de Commissariat aux Comptes inscrite à la Compagnie Régionale de Versailles et du Centre
572 028 041 RCS Nanterre
TVA : FR 02 572 028 041
Une entité du réseau Deloitte



KPMG S.A.
Tour EQHO
2, Avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France

Deloitte & Associés
6, Place de la Pyramide
92908 Paris La Défense Cedex
France

Electricité de France S.A.

22-30 Avenue de Wagram 75008 PARIS

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2022

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 2022, 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 2022 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.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, 16 et 26 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit	Réponses apportées
<p>Au 31 décembre 2022, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 43 382 millions d'euros, dont 23 854 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 19 528 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.</p> <p>L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans la note 26 de l'annexe. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.</p> <p>Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers, d'inflation et d'actualisation. En particulier elles prennent en</p>	<p>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.</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :</p>

compte en 2022 les effets de la hausse du taux d'actualisation réel retenu et de la mise aux conditions économiques en lien avec le contexte inflationniste. Par ailleurs comme chaque année, les combustibles consommés augmentant les volumes à retraiter et les effets spécifiques des révisions des plannings ou de devis de déconstruction sont également reflétés dans les variations des provisions.

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 26.6). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, impactée par la baisse des marchés financiers, d'un montant de 33 904 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 30 190 millions d'euros) au 31 décembre 2022, 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 la charte d'investisseur responsable mise en place depuis 2020.

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 d'hypothèses de déconstruction de retraitement des combustibles usés, et de stockage, de coûts, d'incertitudes et d'aléas pris en compte, 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

- 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 les hypothèses intègrent les études menées en préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021 et dont le devis représente 21 381 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 125 millions d'euros en valeur actualisée (note 26.5.3).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 26.5, 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 dans la note 16 (Principes et méthodes comptables - Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille).

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 et techniques (note 26.5.3).

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.

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 la 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 par 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 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 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 le cabinet KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour le cabinet Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2022, le cabinet KPMG S.A. était dans la 18^{ème} année de sa mission sans interruption et le cabinet Deloitte & Associés dans la 21^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 18 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 la 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 16 février 2023

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Deloitte & Associés



Marie Guillemot



Michel Piette



Damien Laurent



Christophe Patrier

BILAN

ACTIF	Notes	31/12/2022			31/12/2021
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
<i>(en millions d'euros)</i>					
Immobilisations incorporelles	14	3 492	2 167	1 325	1 232
Immobilisations incorporelles en cours	14	1 604	-	1 604	1 370
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	96 851	67 499	29 352	30 961
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	16 394	9 577	6 817	6 686
Immobilisations corporelles en cours	15	22 112	32	22 080	20 783
<i>Participations et créances rattachées</i>		<i>61 525</i>	<i>3 521</i>	<i>58 004</i>	<i>60 265</i>
<i>Titres immobilisés</i>		<i>25 309</i>	<i>1 918</i>	<i>23 391</i>	<i>25 145</i>
<i>Prêts et autres immobilisations financières</i>		<i>34 207</i>	<i>166</i>	<i>34 041</i>	<i>23 683</i>
Immobilisations financières	16	121 041	5 605	115 436	109 093
I Total Actif immobilisé		261 494	84 880	176 614	170 125
Stocks et en-cours	17	13 151	318	12 833	10 953
Avances et acomptes versés sur commandes	18	727	2	725	716
Créances d'exploitation	18	26 953	397	26 556	23 816
Valeurs mobilières de placement	19	18 447	730	17 717	10 585
Instruments de trésorerie	18	3 603	-	3 603	2 529
Disponibilités	18-20	6 810	-	6 810	8 397
Charges constatées d'avance	18	1 089	-	1 089	1 015
II Total Actif circulant		70 780	1 447	69 333	58 011
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		217	-	217	226
Primes de remboursement des emprunts (IV)		740	348	392	363
Écarts de conversion - Actif (V)	21	1 906	-	1 906	1 324
Total de l'Actif (I + II + III + IV + V)		335 137	86 675	248 462	230 049

PASSIF		31/12/2022	31/12/2021
<i>(en millions d'euros)</i>	Notes		
Capital		1 944	1 619
Primes liées au capital social		21 868	17 952
Écarts de réévaluation		692	688
Réserves			
Réserve légale		162	155
Autres réserves		2 976	2 977
Report à nouveau		8 187	8 734
Résultat de l'exercice		(30 648)	1 457
Acomptes sur dividendes		-	(947)
Subventions d'investissement		218	167
Provisions réglementées		5 742	5 777
Total Capitaux propres	22	11 141	38 579
Autres fonds propres	23	11 972	12 857
Passifs spécifiques des concessions	24	2 430	2 320
Total I Fonds propres		25 543	53 756
Provisions pour risques	25	1 913	2 904
<i>Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)</i>	26	43 382	46 442
<i>Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires</i>	27	987	770
<i>Provisions pour avantages du personnel</i>	28	12 092	11 867
<i>Provisions pour autres charges</i>	29	1 691	1 424
Provisions pour charges		58 152	60 503
Total II Provisions		60 065	63 407
Dettes financières	30-31	92 513	57 498
Avances et acomptes reçus	30	8 164	7 499
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	30	54 219	40 315
Instruments de trésorerie	30	4 434	4 239
Produits constatés d'avance	30	2 949	3 075
Total III Dettes	30	162 279	112 626
Écarts de conversion - Passif (IV)	32	575	260
Total du Passif (I + II + III + IV)		248 462	230 049

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 2022 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 16 février 2023. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée Générale, qui se tiendra le 14 juin 2023.

Note 1. PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

1.1. RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général en vigueur à date. Il est également fait application de la mise à jour en novembre 2021 de la « Recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages ».

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2021 et tiennent compte de l'évolution relative à la réforme des taux interbancaires de référence.

Cette réforme est applicable depuis le 1^{er} janvier 2021. Les principaux taux concernés, utilisés par EDF, sont l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat, et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information). Les opérations de remplacement déjà réalisées sont décrites dans les comptes sociaux au 31 décembre 2021 en note 1.1.

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 1^{er} janvier 2022.

Les opérations de remplacement du Libor USD seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.2. JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

S'agissant des impacts de la guerre en Ukraine, EDF SA a une exposition directe très limitée en Russie ou en Ukraine. La Société a une dépendance faible aux importations russes d'uranium, compte tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long terme. EDF SA n'a pas de contrat long terme de gaz avec des compagnies russes. Elle n'a pas d'exposition avec des entreprises ou banques impactées par les sanctions internationales à ce jour. Le bureau de Moscou a été fermé.

Les impacts indirects sont en revanche significatifs sur les états financiers : augmentation des prix de marché et de la volatilité, tensions sur les chaînes d'approvisionnement, contribution aux effets d'inflation (matériels, composants...), impact sur les marchés financiers (affectant notamment la valorisation des actifs dédiés).

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 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 en 2021, 6 tranches supplémentaires ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation en 2022 et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) : Dampierre 1, Gravelines 1, Bugey 5, Tricastin 3, Gravelines 3 et enfin Dampierre 2. Par ailleurs, la quatrième visite décennale de Blayais 1, démarrée en août 2022, était en cours au 31 décembre 2022.

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et de Civaux) qui est beaucoup plus récente, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.2.2. PROVISIONS NUCLÉAIRES

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers d'EDF (voir note 26).

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 26.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;

- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et d'investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.2.3. ENGAGEMENTS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL À LONG TERME ET POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

L'évaluation des engagements de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2022 sont détaillées en note 28.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4. ÉNERGIE ET ACHEMINEMENT EN COMPTEUR

Comme précisé en note 3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêt 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'arrêt des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

Note 2. ÉVÈNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

2.1. DÉVELOPPEMENTS DANS LE NUCLÉAIRE

2.1.1. EPR DE FLAMANVILLE 3

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1^{er} semestre et l'intégralité du 1^{er} cœur est désormais entreposée 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 évènement 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'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN).

Également, à la suite des constats de corrosion fait 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. 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.

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 amenée 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 euros₂₀₁₅ et hors intérêts intercalaires. Le projet n'a plus de marge ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison.

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.

Développements 2022

Les principales avancées du projet en 2022 sont les suivantes :

- la poursuite du chantier de remise à niveau des soudures non conformes du Circuit Secondaire Principal (voir ci-après) ;
- la réalisation des essais piscine pleine ;
- la réalisation des derniers essais fonctionnels cuve ouverte ;
- la fermeture du couvercle de cuve après vidange et le nettoyage de la cuve réacteur et l'essai des commandes de grappes.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, à la suite de 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 a été instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire.

La stratégie proposée par EDF pour l'EPR de Flamanville (approvisionnement d'une soixantaine d'assemblages combustible renforcés) a fait l'objet d'une présentation en Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire le 7 juin 2022.

L'IRSN a remis en janvier 2023 un avis favorable par rapport à la stratégie proposée par EDF et l'ASN finalisera son instruction d'ici la fin du 1^{er} trimestre.

Le chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal s'est poursuivi au cours du 1^{er} semestre. La remise à niveau concerne 122 soudures (36 soudures de traversées et 86 soudures hors traversées).

Au 31 décembre 2022, 56 % sont réparées, 65 % sont contrôlées « conformes » avant traitement thermique de détensionnement (TTD) et 32 % sont terminées et conformes post TTD. Les soudures de traversée de l'enceinte de confinement qui étaient les plus complexes sont totalement finies et conformes.

Concernant les puisards de filtration RIS (Circuit d'injection de sécurité) / EVU (Circuit d'évacuation ultime), EDF a proposé un nouveau système de filtration dont les essais ont été jugés satisfaisants par l'IRSN. À la suite de ces essais, EDF a remplacé en septembre 2022 ces filtres en les équipant d'une maille de filtration plus fine. EDF a également décidé de réduire les quantités de débris potentiels dont le pouvoir colmatant sur les filtres est avéré. Ces travaux de réduction des débris potentiels sont quasiment achevés et devraient s'achever d'ici la fin du 1^{er} trimestre 2023.

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. Ils ont 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 ont été fabriqués et seront installés début 2023 dans le bâtiment réacteur. L'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur.

Le 16 décembre 2022, EDF a ajusté le calendrier du projet de Flamanville 3 : le chargement en combustible nucléaire du réacteur est désormais planifié au 1^{er} trimestre 2024¹. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros².

Cette actualisation du calendrier est principalement liée aux études complémentaires qui ont été nécessaires afin d'établir un nouveau procédé de mise en œuvre du traitement thermique de détensionnement (TTD)³ de certaines soudures remises à niveau ces deux dernières années, qui se trouvent à proximité de matériels sensibles pour le bon fonctionnement de la centrale.

Après le chargement en combustible nucléaire du réacteur, les opérations de démarrage se poursuivront, avec notamment des contrôles de tous les systèmes liés à la sûreté, des essais et des qualifications de matériels réalisés tout au long de la montée en température et pression de la chaudière, puis lors de la montée en puissance du réacteur. A 25 % de puissance, l'unité de production sera connectée au réseau électrique national.

L'EPR de Flamanville a franchi ces derniers mois de nouvelles étapes, dans sa phase de préexploitation :

- le chantier complexe de reprise des soudures de traversée du Circuit Secondaire Principal est terminé et toutes les soudures ont été déclarées conformes au référentiel d'exclusion de rupture. Cette première industrielle, réalisée avec des outillages téléopérés, a nécessité plus de douze mois d'études et de qualification avant d'être mise en œuvre à Flamanville.
- les essais d'ensemble des matériels électriques et des opérations de chargement du combustible ont été réalisés et ont été déclarés conformes aux exigences attendues.

2.1.2. GRAND CARÉNAGE

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du Grand Carénage pour la période 2014-2025 était estimée fin 2021 à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffre intégrait la réalisation des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1 300 MW, une part importante des améliorations de sûreté liées à l'intégration des enseignements de l'accident de Fukushima, dont la construction et la mise en exploitation de 56 diesels d'ultime secours, la création d'une source d'eau ultime par centrale nucléaire en exploitation et la réalisation des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW.

Afin de permettre la poursuite des investissements nécessaires à l'exploitation en toute sûreté du parc nucléaire, significativement au-delà de 40 ans, le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route pour le Grand Carénage, qui s'étend de 2022 à 2028. L'estimation des coûts sur cette nouvelle période de référence s'établit à 33 milliards d'euros courants, soit une dépense annuelle moyenne de 4,7 milliards d'euros. Cette extension du périmètre permettra de réaliser en particulier les études et la réalisation des quatrièmes

¹ Voir communiqué de presse du 16 décembre 2022.

² En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

³ Le traitement thermique de détensionnement (TTD) est une activité réalisée après une opération de soudage dans le but de relaxer les contraintes résiduelles de soudage et d'obtenir des caractéristiques mécaniques appropriées pour la pièce soudée.

visites décennales du palier 1 300 MW, les études préalables à la poursuite d'exploitation, au-delà de 50 ans, des réacteurs de 900 MW, conformément à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie adoptée en avril 2020, la réalisation d'opérations de maintenance et de rénovation de gros composants qui demeurent significatives, afin de permettre la poursuite d'exploitation des centrales au-delà de 50 ans. Cette extension du périmètre intègre aussi de nouvelles exigences de sûreté, issues de l'avis générique de l'ASN sur les quatrièmes visites décennales du palier 900 MW et du retour d'expérience des instructions en cours avec l'Autorité de sûreté nucléaire des quatrièmes visites décennales concernant les réacteurs 900 MW et 1 300 MW.

Les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MW abordent leur dernière phase (les 5 dernières sont programmées en 2023 et 2024). Sur le palier 900 MW, 10 visites décennales 4 se sont terminées avec succès et une est en cours (Blayais 1). Sur le palier 1 450 MW, la dernière VD2 a été lancée sur le site de Civaux 2.

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MW, engagé en 2021, se poursuit avec l'ASN. L'instruction du passage des 30 ans du palier 1 450 MW a été initié avec l'ASN avec une TTS prévue en 2029.

Par ailleurs, des investissements majeurs liés au retour d'expérience de Fukushima ont été déployés : 56 diesels d'ultime secours ont été construits et mis en exploitation et chaque centrale dispose d'une source ultime d'eau pérenne ou provisoire. Des renouvellements de gros composants ont aussi été réalisés sur de nombreuses unités de production, dont le remplacement de générateurs de vapeur et le remplacement des pôles de transformateurs principaux.

2.1.3. PHÉNOMÈNE DE CORROSION SOUS CONTRAINTE

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2, qui relèvent également du palier N4, et ont fait apparaître des défauts similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

Les expertises et analyses réalisées durant l'année 2022 ont permis à EDF d'identifier les réacteurs dont les lignes des circuits d'injection de sécurité sont les plus sensibles au développement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Il s'agit des 16 réacteurs les plus récents : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1 300-P'4.

Pour rappel, comme indiqué dans son communiqué de presse du 27 juillet 2022, l'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène CSC affectant ses réacteurs. L'ASN considère que la stratégie d'EDF est appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Sur les 16 réacteurs identifiés comme étant les plus sensibles au phénomène, 10 ont été traités en 2022 ou sont en cours de traitement. La totalité de ces réacteurs aura été traitée d'ici fin 2023.

- Concernant les réacteurs du palier N4 : les opérations sont terminées sur les réacteurs de Civaux 1 et de Civaux 2, de Chooz 2 et se terminent sur Chooz 1.
- Concernant les réacteurs du palier 1 300-P'4 actuellement à l'arrêt : les réparations de 2 soudures sont en cours sur le circuit RIS du réacteur de Cattenom 1 et les réparations complètes des 4 lignes RIS démarrées en 2022 se poursuivent sur le réacteur de Cattenom 3. EDF a décidé de procéder au remplacement préventif des lignes complètes des circuits RIS et RRA pour l'ensemble des réacteurs 1 300-P'4 d'ici la fin de l'année 2023. Cette stratégie permettra une industrialisation des réparations et une meilleure tenue des plannings de réalisation.

Les échanges se sont poursuivis avec l'Autorité de sûreté nucléaire sur le programme de traitement du phénomène de corrosion sous contrainte.

Les arrêts pour contrôles et réparations ont conduit EDF à communiquer régulièrement en 2022 pour ajuster ses estimations de production nucléaire. Comme indiqué dans son communiqué de presse du 3 novembre 2022, l'ensemble de ces éléments a finalement conduit EDF à ajuster à la baisse son estimation de production nucléaire pour 2022 à 275 - 285 TWh (voir note 7 renvoi (2)). La production nucléaire définitive s'est établie à 279 MWh, en diminution de 81,7 TWh soit 23 % par rapport à 2021.

2.1.4. SIGNATURE D'UN ACCORD D'EXCLUSIVITÉ POUR L'ACQUISITION D'UNE PARTIE DE L'ACTIVITÉ NUCLÉAIRE DE GE STEAM POWER

EDF et General Electric (GE) ont signé le 4 novembre 2022 un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Ces activités comprennent notamment la fourniture des équipements pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Les turbines à vapeur de GE Steam Power peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (European Pressurized Reactors) ainsi que les SMR (Small Modular Reactors).

La conclusion de cet accord définitif intervient à la suite de l'accord d'exclusivité conclu entre EDF et GE le 10 février 2022.

Cette transaction permettra au Groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets.

La réalisation de l'acquisition, envisagée au second semestre 2023, pourra intervenir après la levée des conditions suspensives habituelles dont l'obtention des autorisations réglementaires requises.

2.2. OPÉRATIONS DE FINANCEMENT

2.2.1. AUGMENTATION DE CAPITAL EDF SA

Le 7 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 3 164 millions d'euros s'est traduite par l'émission de 498 257 960 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant se décompose de la façon suivante :

- 249 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 2 915 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission.

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 2,7 milliards d'euros, soit environ 83,88 % de l'augmentation de capital et détient 83,88 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital.

2.2.2. EDF CONCLUT DES FINANCEMENTS BANCAIRES POUR 10,25 MILLIARDS D'EUROS ET 2,2 MILLIARDS D'USD

EDF a conclu en mars 2022, des lignes de crédit bilatérales pour un montant total de 10,25 milliards d'euros et 2,2 milliards d'USD. Ces lignes ont une maturité de 3 ans et ne comportent pas de pénalité de remboursement anticipé.

Ces financements ont été conclus auprès de 12 banques.

Cette opération permet d'accroître la flexibilité financière du Groupe pour les années à venir.

L'ensemble des lignes de crédit a été tiré sur le premier semestre (voir note 31 renvoi (2)). Les lignes de crédit euros ont été tirées en mars et en avril, elles sont à échéance mars 2025 et portent intérêt basé sur l'Euribor 3 mois. Les lignes de crédit USD ont été tirées en avril et en mai 2022 et sont à échéance mars ou avril 2025. Elles portent intérêt basé sur le SOFR CMP LOOKBACK (-5BD) (SOFR composé à terme échu avec une période d'observation décalée de cinq jours ouvrables).

2.2.3. SIGNATURE D'UN CONTRAT DE PRÊT DE 800 MILLIONS D'EUROS ENTRE EDF ET LA BANQUE EUROPÉENNE D'INVESTISSEMENT (BEI)

EDF et la BEI ont signé un contrat de prêt de 800 millions d'euros destinés à financer en partie les investissements de sa filiale Enedis, gestionnaire du réseau électrique, gérée en toute indépendance de gestion, pour le raccordement des énergies renouvelables décentralisées et des bornes de recharge de véhicules électriques en France métropolitaine sur la période 2022-2024.

Cette opération se traduit au 31 décembre 2022 par l'octroi à EDF SA de lignes de crédit de 800 millions d'euros (voir note 31 renvoi (2)) intégralement tirées par Enedis.

2.2.4. EMISSION D'OBLIGATIONS SENIOR MULTI-TRANCHES, DONT UNE VERTE, POUR UN MONTANT NOMINAL DE 3 MILLIARDS D'EUROS

EDF a lancé le 5 octobre 2022 une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros (voir note 31 renvoi (1)) :

- Obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- Obligation Verte de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 %.

Un montant égal au produit net de l'Obligation Verte sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF publié en juillet 2022.

Le règlement-livraison est intervenu le 12 octobre 2022, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

2.2.5. SIGNATURE D'UN PRÊT BILATÉRAL VERT D'UN MILLIARD D'EUROS DÉDIÉ AU FINANCEMENT DE LA MAINTENANCE DU PARC NUCLÉAIRE EXISTANT EN FRANCE

EDF et Crédit Agricole CIB ont annoncé, le 18 novembre 2022, la signature d'un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros dédié au financement de la maintenance du parc nucléaire existant en France.

Avec cette opération, EDF et Crédit Agricole CIB signent la première transaction dont les fonds seront entièrement dédiés aux investissements réalisés pour l'activité nucléaire. Il s'agit d'une première mondiale dans le domaine de la transition énergétique. Le prêt s'inscrit dans le programme industriel majeur du Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans.

Le parc nucléaire français produit une électricité très faiblement carbonée, à savoir 4g équivalent CO₂ par kWh sur le cycle de vie, selon une étude¹ publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants. Le Groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émissions directes de CO₂ (source ENERDATA²). De plus, le Groupe a pris dès 2018 l'engagement de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050 et s'est fixé des objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 avec un jalon en 2023, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scopes 2 et 3). Ces objectifs ont été validés dans une trajectoire « *Well Below 2°C* » par l'initiative Science Based Targets.

Cette transaction est conforme au *Green Financing Framework* d'EDF de juillet 2022, qui a fait l'objet d'une seconde opinion indépendante de la part de CICERO Shades of Green, et elle est en ligne avec les meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la Loan Syndications and Trading Association).

Outre les bénéfices importants pour la lutte contre le changement climatique, cet accord souligne l'intérêt du groupe Crédit Agricole pour les projets d'EDF aux fortes retombées économiques dans les territoires français.

Au 31 décembre 2022, ce prêt a été intégralement tiré (voir note 31 renvoi (2)).

¹ Etude disponible ici : <https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/energie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-ded>

² Source : ENERDATA, 2021

2.2.6. EDF CONCLUT DES FINANCEMENTS BANCAIRES SUPPLÉMENTAIRES POUR 2,1 MILLIARDS D'EUROS

EDF a conclu le 28 novembre des prêts bilatéraux à terme pour un montant total de 2,1 milliards d'euros¹ (voir note 31 renvoi (2)).

Ces facilités ont une maturité de 3 ans et ne comportent pas de pénalité de remboursement anticipé.

Ces prêts ont été conclus avec un groupe de 6 banques et ont été tirés en décembre 2022.

Cette opération, ainsi que le prêt vert d'un milliard d'euros conclu avec CACIB et entièrement tiré au 31 octobre 2022, permet également d'accroître la flexibilité financière du Groupe pour les années à venir.

2.2.7. EMISSION OBLIGATAIRE HYBRIDE POUR UN MONTANT NOMINAL DE 1 MILLIARD D'EUROS ET INTENTION D'EXERCER UNE OPTION DE REMBOURSEMENT DES OBLIGATIONS HYBRIDES USD EN CIRCULATION

EDF a lancé, le 30 novembre 2022, une émission d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant de 1 milliard d'euros avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société (voir note 23).

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des nouveaux titres au cours de la période de 90 jours précédant la première date de révision des intérêts, qui est prévue dans six ans, et à chaque date de versement de coupon par la suite. Bien que les obligations hybrides soient à durée indéterminée, elles peuvent faire l'objet d'un remboursement à tout moment en raison d'une retenue à la source, d'une déduction ou majoration fiscale, d'un changement de méthodologie de notation, d'un changement comptable, d'un rachat substantiel ou de l'exercice de la clause *make-whole*. Le montant de la nouvelle émission a été calibré de telle sorte que la valeur nominale totale de l'encours des capitaux hybrides ne diminue pas de plus de 10 % après le remboursement de la souche d'obligations hybrides USD². EDF réaffirme son attachement au financement par les obligations hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital.

EDF a exercé son option de rembourser en totalité le 29 janvier 2023 les obligations hybrides USD, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg (voir note 23).

2.2.8. PLAN D'ACTIONNARIAT SALARIÉ « ORS 2022 » PAR AUGMENTATION DE CAPITAL RÉSERVÉE AUX ADHÉRENTS DU PLAN D'ÉPARGNE DE GROUPE ET DU PLAN D'ÉPARGNE DE GROUPE INTERNATIONAL D'EDF

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 11 mai 2022, le principe d'une opération d'actionnariat salarié.

Le prix de souscription des actions a été fixé le 28 juin 2022. Il comporte une décote de 30 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix.

L'opération s'est traduite par une augmentation de capital de 9 millions d'euros et par une prime d'émission de 94 millions d'euros pour EDF SA avec l'émission de 18 100 741 nouvelles actions EDF le 25 juillet 2022 (voir note 22.1).

Cette opération s'est traduite par la comptabilisation en charges de personnel d'un montant de 11 millions d'euros relatif au coût de l'abondement.

¹ Dont une partie en yens

² Obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant initial de 3 milliards de dollars, et dont l'encours actuel est de 2 097 614.000 dollars

2.2.9. OFFRE PUBLIQUE D'ACHAT SIMPLIFIÉE

Le 4 octobre 2022, l'État français, actionnaire majoritaire d'EDF SA (« la Société ») détenant seul ou de concert 83,69 % du capital et 89,24 % des droits de vote théoriques de la Société, a déposé, auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF »), un projet d'offre publique d'achat simplifiée (OPAS) visant l'ensemble des actions et des obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la société EDF non détenues à ce jour.

Conformément aux articles 233-1 et suivants du règlement général de l'AMF, l'Offre est réalisée suivant la procédure simplifiée et ne sera pas rouverte à la suite de la publication du résultat de l'Offre.

Le 27 octobre 2022, le Conseil d'administration d'EDF, s'appuyant notamment sur les travaux et recommandations du comité ad hoc constitué en interne et sur les conclusions du cabinet Finexsi, désigné en qualité d'expert indépendant, a rendu un avis motivé favorable sur l'Offre.

Le 22 novembre 2022, l'AMF a déclaré conforme l'Offre initiée par l'État français, qui propose aux actionnaires et aux porteurs d'OCEANES de la Société d'acquiescer au prix de 12,00 euros par action et de 15,52 euros par OCEANE l'intégralité des actions et OCEANES apportées à l'Offre, ouverte à compter du 24 novembre 2022.

Par ailleurs, et conformément aux termes et conditions des OCEANES, l'ouverture de l'Offre déclarée conforme par l'AMF a entraîné un ajustement du ratio d'attribution d'actions EDF pendant la période d'ajustement en cas d'Offre Publique (cf. note 22.3).

Le 7 décembre 2022, l'AMF a prolongé la durée de l'Offre Publique, sans donner de nouvelle date de fin de l'opération, pour donner suite à un recours déposé devant la Cour d'appel de Paris le 2 décembre 2022 par les actionnaires minoritaires du Groupe dans le but de faire annuler l'avis de conformité de l'Offre, accompagné d'une demande de sursis à exécution de celle-ci.

Dans un communiqué publié le 20 janvier 2023, le ministère de l'Économie a indiqué que l'État français avait franchi le 19 janvier 2023 le seuil de 90 % du capital et des droits de vote théoriques de la société EDF.

Le 25 janvier 2023, l'AMF a annoncé que l'Offre serait clôturée provisoirement le 3 février 2023, sous réserve de sa réouverture conformément aux engagements de l'État envers les requérants, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel, qui doit trancher sur le fond de l'affaire au plus tard le 2 mai 2023.

Malgré le franchissement de ce seuil, l'État a pris l'engagement de ne pas mettre en place le retrait obligatoire avant que la Cour d'appel ne rende son jugement sur la validité de la décision d'agrément de l'AMF.

Le 3 février 2023, l'AMF a clôturé provisoirement l'Offre.

En cas d'arrêt de la Cour d'appel confirmant la décision de conformité de l'AMF, l'Offre sera à nouveau ouverte pendant 10 jours et l'État procédera ensuite au retrait obligatoire. En revanche, en cas d'arrêt de la Cour d'appel annulant ou réformant la décision de conformité de l'AMF, l'État s'engage à restituer les titres acquis dans le cadre de l'OPAS aux anciens actionnaires et/ou porteurs d'OCEANES qui en feraient la demande. Et, si le prix devait être relevé dans le cadre d'une nouvelle OPAS, l'État s'engage à verser un complément de prix aux actionnaires et/ou porteurs d'OCEANES qui n'auraient pas demandé la restitution de leurs titres.

À la suite de la clôture provisoire de l'Offre, l'AMF a publié le 8 février 2023 le résultat de l'Offre initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF. À l'issue de l'Offre, et dans l'attente de la décision de la Cour d'appel susmentionnée, l'État français détient 3 725 111 882 actions EDF, représentant 95,82% du capital et au moins 96,53 % des droits de vote, et 218 616 300 OCEANES EDF, soit 99,96% des OCEANES EDF en circulation.

Les porteurs d'Obligations ont été informés du résultat de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français visant les actions et les Obligations d'EDF. En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 faisant référence aux modalités des Offres Publiques, la période d'ajustement en cas d'Offre Publique expirera le 1^{er} mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'Offre. À l'issue de la période d'ajustement en cas d'Offre Publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'Offre Publique.

Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'Offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'Offre Publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 3. CHIFFRE D’AFFAIRES

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d’affaires est constitué essentiellement de produits issus de la vente d’énergie (aux clients finals et dans le cadre d’activités de négoce) et de prestations de services. Les prestations d’acheminement sur le réseau de distribution d’énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d’énergie d’EDF.

La reconnaissance du chiffre d’affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s’il s’agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s’il s’agit de prestations de services.

Les quantités d’énergie livrées aux clients d’EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d’équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l’énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d’un prix moyen déterminé par référence à l’énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l’avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l’exercice.

Les opérations de vente d’énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l’activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

Mécanisme de capacité

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l’électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d’approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

Un mécanisme de capacité a ainsi été mis en place en France pour sécuriser l’approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

D’une part, les exploitants d’installations de production d’électricité et les opérateurs d’effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s’engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D’autre part, les fournisseurs d’électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu’exploitant d’installations d’électricité et en tant que fournisseur d’électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produits lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d’affaires au fur et à mesure des livraisons d’électricité ; par ailleurs, l’ARENH est réputé intégrer 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 : répartition sur les 5 mois de la période de pointe (janvier à mars, novembre et décembre).

- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stock de certificats de capacité par rapport à l'obligation, un passif est constaté à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêt, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

3.1. ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE – Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union Européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix d'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRVE au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} 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 1^{er} août 2021.

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 1^{er} février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1^{er} août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finances du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 met en œuvre une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) appliquée depuis le 1^{er} 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 TRVE 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. Elles concernent notamment 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 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 1^{er} février 2022. Cette proposition, qui n'intégrait pas les conséquences du décret du 11 mars 2022 précisant les modalités de mise à disposition de 20 TWh d'électricité par EDF entre le 1^{er} avril 2022 et le 31 décembre 2022 aux fournisseurs éligibles à l'ARENH (détaillée ci-après), est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec l'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 à 4 % TTC (soit 24,3 % HT) et celle des tarifs bleus non résidentiels à 4 % TTC (soit 23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mis en œuvre à compter du 1^{er} février 2022.

Dans une délibération du 7 juillet 2022, la CRE a proposé une augmentation de 3,92 % TTC (soit 4,10 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 3,56 % TTC (soit 3,73 % HT) des tarifs bleus non résidentiels, qui serait applicable à compter du 1^{er} août 2022, et traduisant principalement l'augmentation du TURPE distribution au 1^{er} août 2022.

En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 et du « bouclier tarifaire », l'arrêté du 28 juillet 2022 publié au Journal officiel du 31 juillet 2022 s'oppose aux évolutions tarifaires proposées par la CRE. Par conséquent, les grilles tarifaires en vigueur ont été maintenues au 1^{er} août 2022.

La loi de finances pour 2023 du 30 décembre 2022 modifie les dispositions de la loi de finances pour 2022 afin d'étendre le bénéfice du bouclier tarifaire à l'ensemble des clients éligibles au tarif réglementé de vente en 2022 et de compenser les ELD pour leurs offres au TRV et les fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE).

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} janvier 2021 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
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	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20,0 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023

En ce qui concerne l'année 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15 % TTC par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles.

L'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 pour 2023 prévoit ainsi que si les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité de la Commission de régulation de l'énergie conduisent à ce que les tarifs définis à l'article R. 337-18 du même code, majorés des taxes applicables, excèdent de 15 % ceux applicables au 31 décembre 2022, les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et du budget peuvent s'opposer à ces propositions motivées de la CRE et fixer, par arrêté conjoint et pour 95 % d'un tarif donné, un niveau de tarif inférieur pour une partie de la consommation des clients, afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix.

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les ELD pour leurs offres au tarif réglementé et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE). EDF a ainsi reconnu à ce titre une créance à hauteur de 1 571 millions d'euros en 2022 (voir note 4 et note 30).

Dans une délibération du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une augmentation de 99,36 % TTC (soit 108,91 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 97,94 % TTC (soit 106,88 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2023.

Cette proposition est justifiée au premier ordre par :

- le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros pour livraison en 2023 constaté depuis plus d'un an ;
- les conséquences à apurer du bouclier tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité *in fine* des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires.

Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels à 15 % TTC (20,0 % HT et 19,9 % HT respectivement pour résidentiels et non résidentiels) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 30 janvier 2023 publiés au Journal officiel le 31 janvier 2023 et mis en œuvre à compter du 1^{er} février 2023.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

TURPE 6 Distribution

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil Supérieur de l'Énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, portant décision sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'est établie à + 0,91 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-158 du 9 juin 2022, la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1^{er} août 2022 à + 2,26 %.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant la décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne à + 1,09 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-157 du 9 juin 2022, l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1^{er} août 2022 à - 0,01 %.

Par sa délibération n° 2022-317 du 1^{er} décembre 2022, la CRE a adapté le cadre de régulation pour prendre en compte dans le TURPE 6 HTB et dans le TURPE 6 HTA-BT l'impact des prix de gros de l'électricité sur l'activité de RTE et d'Enedis, notamment en recentrant certaines incitations sur le volume des achats de pertes plutôt que sur les prix.

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les TRVE donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseau publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein d'EDF, le FPE concerne SEI.

Dans sa délibération du 13 juillet 2022, 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 158,1 millions d'euros au titre de 2022.

Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

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 1^{er} mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Une nouvelle phase de consultation sur les modifications structurelles du mécanisme est ouverte depuis avril 2022. Le futur mécanisme pourrait être déployé à partir de l'année de livraison 2026, sous réserve d'un avis favorable de la Commission européenne à l'issue des délais nécessaires à son examen.

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix (€/kW)	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2	26,2

L'année de livraison 2023 a été ouverte aux sessions de marché en 2022. Depuis, six sessions de marché ont eu lieu. Elles ont révélé les prix suivants : 42,4 €/kW en mars, 42,5 €/kW en avril, 41,9 €/kW en juin, 41,9 €/kW en septembre, 45 €/kW en octobre et 60 €/kW en décembre.

Quatre sessions de marché se sont également tenues en 2022 pour l'année de livraison 2024 et ont donné les résultats suivants : 20 €/kW en avril et en juin, 34,1 €/kW en octobre et 23,1 €/kW en décembre.

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond légal était de 100 TWh par an. Il a ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures comprennent

principalement la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels sur la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/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 de 256,98 €/MWh (moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrés entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale sur l'année 2022). La CRE alloue les volumes additionnels entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1^{er} janvier 2022. En pratique, la CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'ARENH additionnel.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n° 2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût de *sourcing* (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. Conformément à la délibération de la CRE précitée, EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Les effets de cette mesure sont ainsi principalement de deux ordres pour EDF SA :

- (i) la nécessité d'acheter ces 19,5 TWh d'électricité à 256,98 €/MWh aux fournisseurs éligibles (soit 5,011 milliards d'euros) afin de leur vendre concomitamment des volumes équivalents à 46,20 €/MWh (soit 900 millions d'euros), avec un coût net (intégrant le coût des garanties de capacités) de 4,1 milliards d'euros pour la période du 1^{er} avril 2022 au 31 décembre 2022 ; et
- (ii) une diminution des prix de vente aux clients, qu'ils soient au TRVE ou en offre de marché, du fait de l'augmentation de la part relative d'ARENH par rapport au prix de marché dans l'empilement des coûts pris en compte pour le calcul des TRVE et des offres de marché. S'agissant des offres au TRVE, l'impact incrémental de la mesure sur l'exercice 2022 est limité du fait de la mise en œuvre du « bouclier tarifaire » présenté ci-dessus, qui limitait d'ores et déjà l'augmentation des TRVE, mais elle a pour effet de limiter l'écart entre le tarif gelé et le tarif qui aurait été appliqué en l'absence de bouclier tarifaire en 2022.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, EDF avait annoncé qu'elle prendrait toutes mesures de nature à préserver ses droits en relation avec le décret du 11 mars 2022 mentionné ainsi qu'avec les 4 arrêtés qui complètent le dispositif en cause.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés.

En parallèle, EDF a adressé à la Première ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place de ce dispositif gouvernemental en cause, évalué à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Ce recours devant le Tribunal administratif de Paris vise à obtenir l'indemnisation par l'État des préjudices subis directement par EDF du fait de la mise en place du dispositif. Ces préjudices représentent un montant en principal estimé à 8,34 milliards d'euros, dont les principaux chefs sont les suivants :

- le coût de l'opération par laquelle EDF a acheté (à un prix de 256,98 euros par MWh) puis revendu aux fournisseurs alternatifs (à un prix de 46,20 euros par MWh) des volumes d'électricité et les garanties de capacité associées dans le cadre du dispositif ;
- les effets directs et certains du dispositif sur le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité (EDF étant le principal fournisseur d'électricité à ces tarifs réglementés) du fait de la méthode de calcul de ces tarifs définie par le Code de l'énergie ;
- les effets directs et certains de la répercussion du dispositif sur le niveau des offres de marché d'EDF en application de la délibération du 31 mars 2022 prise par la Commission de régulation de l'énergie fixant les modalités de répercussion du dispositif aux clients dans les offres de fourniture.

Le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation déposé par EDF le 9 août 2022. La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le Tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF du fait du dispositif se poursuit.

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2022, par sa délibération n° 2022-287 du 10 novembre 2022, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n° 2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2023 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 réseau 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.

Au cours de l'année 2022, la CRE a notifié à EDF la cessation de livraisons d'ARENH pour trois fournisseurs alternatifs du fait de leur liquidation judiciaire ou de la suspension de leur autorisation de fourniture. Lors du guichet de mai 2022, les volumes ARENH non livrés par EDF du fait (i) de la liquidation judiciaire de fournisseurs défaillants et (ii) de l'absence de mise en œuvre de modalités de rétrocession de la valeur aux fournisseurs de secours, ont été remis en jeu par la CRE (21,9 MWh) au guichet de novembre.

Concernant le guichet de novembre 2022, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2023 s'est élevée à 148,87 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,56 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 148,30 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. 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 (26,6 TWh).

Par ailleurs, s'agissant d'une éventuelle évolution vers une nouvelle régulation du parc nucléaire d'EDF 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. Depuis 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.

3.2. COMPOSITION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Ventes d'énergie (1)	83 628	50 390
<i>dont électricité</i>	<i>55 023</i>	<i>42 906</i>
<i>dont gaz</i>	<i>28 605</i>	<i>7 484</i>
Ventes de services et divers	3 501	2 611
Chiffre d'affaires	87 129	53 001

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

La hausse du chiffre d'affaires électricité est principalement due à l'augmentation du chiffre d'affaires auprès des clients finals, ainsi qu'au dispositif des obligations d'achats.

La hausse du chiffre d'affaires auprès des clients finals (5,2 milliards d'euros) s'explique principalement par des effets prix sur les ventes au tarif réglementé et sur les offres de marché, y compris l'effet des mesures réglementaires exceptionnelles mises en place pour 2022 :

- s'agissant des ventes au tarif réglementé, en variation, l'effet prix résulte de l'indexation des tarifs au 1^{er} février 2021 (+ 1,93 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 3,23 % sur les tarifs bleus non résidentiels), au 1^{er} août 2021 (+ 1,08 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 0,84 % sur les tarifs bleus non résidentiels) et au 1^{er} février 2022 (+ 24,3 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 23,6 % sur les tarifs bleus non résidentiels), permettant de limiter l'augmentation TTC à 4 % du fait de la baisse de la CSPE ;
- s'agissant des ventes en offres de marché, les effets prix favorables du fait de la hausse des prix de marché sont diminués à hauteur de (1 805) millions d'euros au titre de la réplique de l'attribution des volumes additionnels d'ARENH dans les offres.

Cet effet prix est largement supérieur à l'effet volume négatif lié au climat et à une moindre consommation observée notamment en fin d'année.

La revente des obligations d'achats est en forte progression de 4,8 milliards d'euros en raison d'un effet volume favorable associé à une forte hausse des prix spot.

Les ventes effectuées sur les marchés *via* EDF Trading diminuent de façon très significative en volume, du fait de la forte baisse de la production nucléaire en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, mais elles sont réalisées à des prix très élevés, conduisant à une variation *in fine* modérée par rapport à 2021. À noter que le chiffre d'affaires intègre également les ventes de 19,5 TWh réalisées dans le cadre du dispositif ARENH+ pour 0,9 milliard d'euros (le coût d'achat figurant dans la rubrique « achats de combustibles et d'énergie » à hauteur de 5 milliards d'euros).

Concernant le gaz, l'augmentation du chiffre d'affaires est principalement liée à la hausse des volumes vendus à EDF Trading dans un contexte amplifié de poursuite de la hausse des prix de marché en 2022. Le chiffre d'affaires auprès des clients finals progresse de 1,1 milliard d'euros, en raison de la hausse des prix et dans une moindre mesure de la hausse des volumes vendus.

Note 4. SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Subventions d'exploitation reçues	883	5 554

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 2022, qui se traduit dans les comptes par un produit de 808 millions d'euros en 2022. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. A contrario, les charges de service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1).

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 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 1^{er} janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2022 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2022 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 8,4 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et compléments de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges liées aux boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, TICFE, intitulée également sur les factures clients « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE), sont reversées directement au Budget Général. La taxe TICFE/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 cette taxe était 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 est resté inchangé jusqu'à fin 2021. La mise en place du bouclier tarifaire pour l'électricité a eu pour effet de réduire à son niveau minimal le niveau de la taxe soit 1€/MWh pour les particuliers et à 0,5 €/MWh pour les professionnels.

Conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié, de manière exceptionnelle en 2022, 2 délibérations : la première (n° 2022-202) en date du 13 juillet, la seconde (n° 2022-272) en date du 3 novembre, constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2023, la reprévision des charges au titre de 2022, ainsi que les charges constatées au titre de 2021. En effet, la forte évolution de paramètres structurants a conduit la CRE à actualiser en novembre ses prévisions de juillet 2022.

Fermeture de la centrale de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF ont 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. Le décret de démantèlement est attendu pour 2026.

Les charges et les produits liés à la fin d'exploitation à la suite de l'arrêt des deux tranches comprennent principalement au 31 décembre 2022 :

- des charges à hauteur de 98 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 48 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 47 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 4 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le Protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 46 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Note 5. DOTATIONS ET REPRISES SUR PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2022	2021
Reprises sur provisions pour risques	25	1 262	628
Dotations aux provisions pour risques	25	(81)	(159)
Sous-total provisions pour risques (1)		1 181	469
<i>Pensions et obligations assimilées</i>	28	809	748
<i>Gestion du combustible nucléaire usé</i>	26	849	1 282
<i>Gestion à long terme des déchets radioactifs</i>	26	204	227
<i>Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs</i>	26	201	186
<i>Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques</i>	27	53	46
<i>Autres provisions pour charges (2)</i>	29	2 803	202
Reprises sur provisions pour charges		4 919	2 691
<i>Pensions et obligations assimilées</i>	28	(835)	(915)
<i>Gestion du combustible nucléaire usé</i>	26	(417)	(1 185)
<i>Gestion à long terme des déchets radioactifs</i>	26	(128)	(126)
<i>Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs</i>	26	(273)	(262)
<i>Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques</i>	27	(214)	(21)
<i>Autres provisions pour charges (2)</i>	29	(3 573)	(245)
Dotations aux provisions pour charges		(5 440)	(2 754)
Sous-total provisions pour charges		(521)	(63)
Reprises sur dépréciations		310	330
Dotations aux dépréciations		(296)	(231)
Sous-total dépréciations		14	99
Dotations et reprises sur provisions et dépréciations		674	505
<i>dont reprises</i>		<i>6 491</i>	<i>3 649</i>
<i>dont dotations</i>		<i>(5 817)</i>	<i>(3 144)</i>

- (1) Les dotations et reprises de provisions au 31 décembre 2022 portent principalement sur des contrats d'approvisionnement d'énergie.
- (2) Les provisions pour autres charges comprenaient au 30 juin 2022 la comptabilisation d'une dotation de provision d'exploitation pour un montant de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'applications (voir note 3.1). Les textes introduisent pour EDF SA une obligation concomitante d'achat et de vente d'électricité à volume et prix fixés sur la période d'avril à décembre 2022, à savoir une vente de 19,5 TWh d'ARENH au prix de 46,20 €/MWh aux fournisseurs éligibles et un achat de 19,5 TWh au prix de 256,98 €/MWh à ces mêmes fournisseurs éligibles, en coordination avec la Caisse des Dépôts et Consignation et RTE et sous le contrôle de la CRE. La provision a été reprise intégralement sur le deuxième semestre au fur et à mesure des achats et ventes réalisés.

Note 6. AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
<i>Autres produits d'exploitation</i>	3 460	1 024
<i>Transferts de charges</i>	92	76
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	3 552	1 100
Autres charges d'exploitation	(2 661)	(2 480)
Total autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges	891	(1 380)

Les autres charges d'exploitation s'élevaient à (2 661) millions d'euros en 2022 ((2 480) millions d'euros en 2021) et comprennent notamment les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut, les redevances liées aux concessions hydrauliques ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

À partir du quatrième trimestre 2021 et sur l'ensemble de l'année 2022, les producteurs d'énergies renouvelables ont bénéficié de la hausse des prix. Ainsi, le mécanisme des compléments de rémunération s'est inversé et s'est traduit par des compléments de rémunération négatifs dus par les producteurs à EDF. Cette tendance s'est vue amplifiée par la mise en œuvre de l'article 38 de la loi de finances rectificative 2022 qui modifie le dispositif de plafonnement existant dans certains contrats pour les montants dus par les producteurs. Dès lors, depuis le 1^{er} janvier 2022, lorsque le tarif de référence contractuel est supérieur à un prix seuil, fixé à 44,78 €/MWh, les producteurs sont intégralement redevables de l'écart entre les recettes marché et les recettes calculées au tarif de référence contractuel. Cette situation explique à hauteur de 2 361 millions d'euros, la hausse observée en 2022 du poste « Autres produits d'exploitation et transferts de charges ».

Certificats d'Économie d'Énergie

Principes et méthodes comptables

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économies d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-24 du Règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

Les Certificats d'Économies d'Énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement 2014-03 de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stock à leur coût de production ou d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en-cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en

cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;

- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

Mécanisme réglementaire en France

La 4^e période s'est achevée le 31 décembre 2021. Malgré le fort relèvement du niveau d'obligations d'économie d'énergie, EDF a rempli son obligation et dispose d'un stock pour le début de la 5^e période.

Le décret n° 2021-712 relatif à la 5^e période des CEE (2022 à 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 (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 pour la période (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.

Cependant, au regard de la faiblesse des prix de marché observés sur les premiers mois de la 5^e période CEE (1^{er} semestre 2022), le nombre de travaux d'économie d'énergie engagés a fortement baissé. Afin de relancer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a décidé de réviser à la hausse les obligations CEE de la 5^e période.

Ce nouveau décret acte ainsi le relèvement de l'obligation de la P5 (2022-2025) comme suit :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec +200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec +400 TWhc sur 2023-2025.

Ainsi, entre la 4^e période CEE (2018-2021) et la 5^e période CEE (2022-2025), l'obligation CEE aura augmenté de manière importante (3 100 TWhc versus 2 133 TWhc).

Note 7. CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Achats consommés de combustibles (1)	9 059	4 422
Achats d'énergie (2)	78 202	21 752
<i>dont électricité</i>	<i>52 443</i>	<i>16 025</i>
<i>dont gaz</i>	<i>24 868</i>	<i>5 113</i>
Achats de services et autres achats consommés de biens (3)	18 819	17 354
Total consommations de l'exercice en provenance de tiers	106 080	43 528

- (1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, gaz principalement et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. La hausse s'explique principalement par l'augmentation du coût des achats de gaz consommés dans le cadre de la production électrique à partir de CCG.
Ce poste comprend également les droits d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 17) :
- Au 31 décembre 2022, le volume des émissions s'élève à 6 millions de tonnes (6 millions de tonnes au 31 décembre 2021),
 - En 2022, EDF a restitué 6 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2021 (5 millions de tonnes en 2021 au titre des émissions réalisées en 2020).
- (2) Les achats d'énergie intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat. La hausse des achats d'électricité s'explique principalement par la hausse des volumes d'achats induite par la moindre production nucléaire (voir note 2.1.3) dans un contexte de prix de marché élevés. Par ailleurs, les achats induits par l'attribution complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH (voir note 3.1) s'élèvent à 5 011 millions d'euros au 31 décembre 2022.
- Les achats de gaz progressent sous l'effet conjugué d'une forte hausse des prix et des volumes achetés. La hausse observée concerne majoritairement les achats réalisés sur les marchés internationaux et dans une moindre mesure ceux réalisés sur le marché domestique. Ces achats ont par ailleurs été très largement consommés sur l'exercice conduisant à une hausse mesurée des encours de stocks de gaz en valeur nette de 189 millions d'euros (voir note 17 renvoi (1)).
- (3) Les achats de services comprennent principalement les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services augmentent de 1 672 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2022, 617 millions d'euros (548 millions d'euros en 2021) de coûts liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

Note 8. IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Impôts et taxes sur rémunérations	180	172
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 123	1 180
Contribution Économique Territoriale (1)	41	313
Taxes foncières	305	288
Autres impôts et taxes	325	301
Total impôts et taxes	1 974	2 254

- (1) La diminution de la Contribution Économique Territoriale résulte de la dégradation de la valeur ajoutée 2022 du fait d'une hausse des achats d'énergie (voir note 7) dans un contexte de recul notamment de la production nucléaire et du coût de rachat des 19,5 TWh d'ARENH (voir note 3.1).

Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union Européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergies pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages,

financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la Captation des Rentes Infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État, l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, de nombreux États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

En France, le mécanisme prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente avec trois périodes de taxation : juillet 2022/novembre 2022, décembre 2022/juin 2023 et juillet 2023/décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre les déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente.

Les niveaux de seuils de rente (en €/MWh) ont été distingués par technologie de production d'électricité (en 8 catégories différentes) dont notamment 90 €/MWh pour le nucléaire, et entre 80 et 140 €/MWh pour l'hydraulique (selon la puissance de l'installation).

S'agissant d'EDF SA, l'entreprise présente une rente marginale largement négative pour la première période de taxation en 2022, ainsi que pour le mois de décembre 2022 au titre de la deuxième période, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire (- 81,7 TWh). Aucune taxe n'est donc due au titre de la production d'électricité 2022.

Note 9. CHARGES DE PERSONNEL

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Salaires et traitements	3 981	3 720
Charges sociales	2 634	2 687
Total charges de personnel	6 615	6 407

Les charges de personnel intègrent des mesures salariales d'augmentation générale mises en place en 2022 dans un contexte exceptionnel d'inflation. Elles comprennent également 41 millions d'euros (39 millions d'euros sur l'exercice 2021) de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

	2022			2021
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	28 656	28 458	57 114	57 696
Autres	847	3 646	4 493	4 339
Total effectifs moyens	29 503	32 104	61 607	62 035

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 10. DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Sur immobilisations incorporelles	391	332
Sur immobilisations corporelles :		
- du domaine propre	3 744	3 687
- du domaine concédé (1)	328	318
Dotations aux amortissements des immobilisations	4 463	4 337
Autres dotations aux amortissements	27	26
Total dotations aux amortissements	4 490	4 363

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.

Note 11. RÉSULTAT FINANCIER

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Produits financiers de participations (1)	2 429	1 957
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé	876	905
Charges et produits d'intérêts et assimilés	(1 512)	(1 264)
- Charges sur dettes financières long terme après couvertures	(1 740)	(1 624)
- Autres	228	360
Résultat de change	(173)	(196)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(104)	(239)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :	(4 785)	(2 628)
- Charges d'actualisation avantages au personnel	(419)	(292)
- Charges d'actualisation provisions nucléaires (2)	813	(2 090)
- Provision sur TIAP actifs dédiés (3)	(1 661)	(104)
- Dépréciation valeurs mobilières de placement (3)	(710)	(16)
- Provision sur titres de participation (4)	(2 812)	3
- Provision pour pertes de change (5)	(312)	(233)
- Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges	222	167
Résultat financier	(3 269)	(1 465)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- Enedis (907 millions d'euros en 2022 et 540 millions d'euros en 2021),
- Dertgaz (163 millions d'euros en 2022 et 2 millions d'euros en 2021),
- Manostock (109 millions d'euros en 2022 et 30 millions d'euros en 2021),
- CTE (179 millions d'euros en 2022 et 130 millions d'euros en 2021),
- Framatome (61 millions d'euros en 2022 et 37 millions d'euros en 2021),
- EDF PEI (100 millions d'euros en 2022 et 88 millions d'euros en 2021),
- EDF Immo (73 millions d'euros en 2022 et 63 millions d'euros en 2021),
- EDF Nam Theun Holding (42 millions d'euros en 2022 et 36 millions d'euros en 2021),
- EDEV (49 millions d'euros en 2022 et 87 millions d'euros en 2021),
- C3 détenant EDF Investissements Groupe (98 millions d'euros en 2022 et 183 millions d'euros en 2021),
- EDF Holding SAS détenant EDF Trading (445 millions d'euros en 2022 et 603 millions d'euros en 2021).

(2) Le produit d'actualisation sur les provisions nucléaires au 31 décembre 2022 s'explique par une augmentation du taux d'actualisation réel de 50 points de base sur 2022, après une baisse de 10 points de base en 2021. L'effet de la désactualisation est un produit net de 813 millions d'euros, comprenant principalement la charge de désactualisation pour (1 830) millions d'euros et les effets de variation du

taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs représentant un produit de 2 548 millions d'euros (voir note 26 renvoi (1)).

Au 31 décembre 2021, la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires de (1 474) millions d'euros était complétée par un effet taux défavorable de (617) millions d'euros.

- (3) La variation s'explique par une évolution très défavorable des marchés financiers en 2022 comparée à 2021.
- (4) Au 31 décembre 2022, une provision pour dépréciation concernant les titres de participation EDF International a été comptabilisée à hauteur de 2 650 millions d'euros (voir note 16.1 renvoi (4)).
- (5) Voir note 25 renvoi (1).

Note 12. RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

Au 31 décembre 2022, le résultat exceptionnel représente un produit net de 536 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 296 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 56 millions d'euros ;
- une reprise de provisions de 135 millions d'euros sur contentieux fiscaux en cours, dont 69 millions au titre des décaissements réalisés en 2022 par EDF concernant les suites du contentieux ouvert sur la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme au titre des exercices 2012-2013 et la période 2016 à 2019. La charge correspondante associée aux décaissements réalisés a fait l'objet d'une comptabilisation en charge d'impôt sur les bénéfiques (voir note 13.2). La Société a formé un second pourvoi devant le Conseil d'État qui a été admis fin 2022. La Société reste désormais dans l'attente de la fixation d'une date d'audience.

Au 31 décembre 2021, le résultat exceptionnel représentait un produit net de 1 765 millions d'euros dont les principaux éléments étaient :

- 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 ;
- une reprise sur provision pour contentieux fiscaux de 459 millions d'euros. Cette reprise de provisions faisait suite à la provision initialement comptabilisée à hauteur de (538) millions d'euros au 31 décembre 2020 à la suite d'une décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État, relative à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour avait donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. L'exécution de cette décision avait conduit au décaissement de 374 millions d'euros au titre des exercices 2008 à 2010 en juillet 2021. Par ailleurs, EDF avait décaissé 85 millions d'euros en juin 2021 pour le même sujet au titre des exercices 2014-2015. La provision avait ainsi été reprise à hauteur de 459 millions d'euros. La charge correspondante avait été comptabilisée en charge d'impôt. Au 30 juin 2021, la provision s'élevait donc à 79 millions d'euros et concernait les exercices 2012-2013 et la période 2016-2021. Au 31 décembre 2021, la provision s'élevait à 69 millions d'euros, tenant compte de la réévaluation du risque au titre de 2021.
- des dotations aux provisions pour charges en lien avec des procédures contentieuses en cours avec l'Autorité de la concurrence (ADLC) (voir note 29.1 renvoi (1)) ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 30 millions d'euros.

Note 13. IMPÔT SUR LES BÉNÉFICES

13.1. GROUPE FISCAL

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2022 comprend 289 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

13.2. IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 147 millions d'euros au titre de l'exercice 2022 (1 410 millions d'euros de charge d'impôt en 2021).

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 8 552 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2022. Celui-ci tient compte de crédits d'impôts représentant un montant de 41 millions d'euros ;
- une charge de 554 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel, celle-ci intègre un montant de 69 millions d'euros au titre des contentieux fiscaux décrits en note 12, ainsi qu'un montant de 297 millions d'euros au titre du redressement confirmé par un jugement rendu le 29 août 2022 par le Tribunal administratif de Montreuil (voir note 29.2) ;
- une charge de 7 851 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

13.3. SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE ET LATENTE

La fiscalité différée et latente n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF intègre dans ses positions différées et latentes, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles (1)	(17 551)	(15 469)	(2 082)
- Instruments financiers et écarts de conversion	(1 881)	(5 656)	3 775
- Autres	(428)	(457)	29
Total actif d'impôt - taux de droit commun	(19 860)	(21 582)	1 722
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
- Instruments financiers et écarts de conversion	4 682	2 450	2 232
- Autres	2 889	2 723	166
Total passif d'impôt - taux de droit commun	7 572	5 173	2 398
- Plus-value en sursis d'imposition		-	-
- Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(39)	(11)	(28)
Total actif d'impôt - taux réduit	(39)	(11)	(28)
SITUATION FISCALE DIFFEREE (EN BASE)	(12 328)	(16 420)	4 092
Créance future d'impôt au taux de droit commun (2)	11 030	4 237	6 793
Créance future d'impôt au taux réduit	6	2	4

- (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'économie future d'impôt résultant du déficit fiscal groupe 2022.

BILAN

Note 14. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Principes et méthodes comptables

Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du Plan Comptable Général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Les redevances versées en contrepartie de l'utilisation de logiciel en tant que SaaS (Software as a Service) sont généralement comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Pour être enregistrées en immobilisations, les dépenses relatives aux contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants cumulés au 31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2022
Logiciels	2 768	479	60	3 187
Autres	298	7	-	305
Immobilisations incorporelles en cours (1)	1 370	728	494	1 604
Valeurs brutes	4 436	1 214	554	5 096
Logiciels	(1 680)	(377)	(58)	(1 999)
Autres	(154)	(14)	-	(168)
Amortissements et dépréciations	(1 834)	(391)	(58)	(2 167)
Valeurs nettes	2 602	823	496	2 929

(1) Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment au 31 décembre 2022, les études relatives à EPR 2 pour 980 millions d'euros (707 millions d'euros au 31 décembre 2021) et aux SMR (Small Modular Reactors) pour 141 millions d'euros (69 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR 2. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera également des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le 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), la pré-identification de certains sites potentiels 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.

Les éléments programmatiques de cette analyse ont 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 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

À date, aucune décision n'a été prise. Un schéma de financement et de régulation approprié est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet est visée à l'été 2023.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement jusqu'à fin 2023 en engageant un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small Modular Reactors »)

Concernant les réacteurs modulaires de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™ s'est poursuivi en 2022. NUWARD™ est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et largement commercialisable à l'export. La cible est principalement le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du SMR NUWARD™ fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

En décembre 2022, EDF et Fortum ont signé un accord de coopération visant à explorer conjointement les opportunités de développement de SMR et de grands réacteurs nucléaires en Finlande et en Suède.

Fin 2022, le Groupe a créé une filiale dédiée pour conduire la prochaine phase du projet NUWARD™, dite de *basic design*, qui débutera début 2023 et devrait se terminer fin 2026. Cette filiale NUWARD est détenue à 100 % par le Groupe. Elle continuera de bénéficier de l'appui des ingénieries d'EDF, du CEA, de TechnicAtome, de Naval Group, ainsi que de Framatome et de Tractebel.

Une subvention de 50 millions d'euros, prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français en décembre 2022 (voir note 22 renvoi (2)) après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. Dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a annoncé une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™.

Note 15. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Principes et méthodes comptables

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 26) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 26).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, 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.

Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes:

- | | |
|---|-------------|
| ▪ barrages hydroélectriques | 75 ans |
| ▪ matériel électromécanique des usines hydroélectriques | 50 ans |
| ▪ centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) | 25 à 45 ans |
| ▪ installations de production nucléaire | 40 à 50 ans |
| ▪ installations de distribution (lignes, postes de transformation) | 20 à 45 ans |

Les durées d'amortissement retenues tiennent compte, pour les ouvrages concédés, des durées des contrats de concession.

Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession établis d'après un cahier des charges type approuvé par les Pouvoirs Publics. Les contrats de concession signés depuis 2018, relèvent de l'accord-cadre 2017 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et France Urbaine, les autres contrats, relevant quant à eux, de l'accord-cadre signé avec la FNCCR en 1992 (mis à jour en 2007).

Les biens en concession sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement, pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 24).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 28 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi. Lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Lorsqu'une concession est exploitée sous ce régime, une redevance proportionnelle aux bénéfices dite « sur les délais glissants » est due depuis 2019. Celle-ci s'élève à 40 % du résultat normatif de la concession, tel que défini par l'article R. 523-5 du Code de l'énergie, diminué de l'impôt sur les sociétés.

Dépréciation des actifs à long terme

A chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation ;

◆ pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,

◆ au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, 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 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.

Les valeurs nettes des immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants cumulés au 31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2022
Terrains, constructions et agencements de terrains	12 348	287	64	12 571
Tranches de production nucléaire	65 898	3 246	1 459	67 685
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 471	267	168	13 570
Réseau du domaine propre	1 155	39	2	1 192
Autres immobilisations corporelles	1 803	126	96	1 833
Immobilisations corporelles du domaine propre	94 675	3 965	1 789	96 851
Terrains, constructions et agencements de terrains	10 845	124	22	10 947
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 866	91	20	1 937
Réseau du domaine concédé	3 297	217	25	3 489
Autres immobilisations corporelles	21	-	-	21
Immobilisations corporelles du domaine concédé (1)	16 029	432	67	16 394
Immobilisations corporelles en cours (2)	20 872	5 685	4 445	22 112
Valeurs brutes (3)	131 576	10 082	6 301	135 357
Terrains, constructions et agencements de terrains	(8 075)	(298)	(55)	(8 318)
Tranches de production nucléaire (4)	(44 139)	(4 616)	(1 470)	(47 285)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(9 690)	(483)	(163)	(10 010)
Réseau du domaine propre	(593)	(34)	(2)	(625)
Autres immobilisations corporelles	(1 217)	(137)	(93)	(1 261)
Immobilisations corporelles du domaine propre	(63 714)	(5 568)	(1 783)	(67 499)
Terrains, constructions et agencements de terrains	(6 822)	(155)	(20)	(6 957)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(1 118)	(38)	(13)	(1 143)
Réseau du domaine concédé	(1 392)	(96)	(22)	(1 466)
Autres immobilisations corporelles	(11)	-	-	(11)
Immobilisations corporelles du domaine concédé	(9 343)	(289)	(55)	(9 577)
Immobilisations corporelles en cours	(89)	(3)	(60)	(32)
Amortissements et dépréciations	(73 146)	(5 860)	(1 898)	(77 108)
Valeurs nettes	58 430	4 222	4 403	58 249

- (1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.
- (2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur, travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Au 31 décembre 2022, le coût des travaux immobilisés relatif au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 376 millions d'euros (voir note 2.1.3).
- (3) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2022 est de 12 464 millions d'euros (soit 12 155 millions d'euros en immobilisations en cours et 309 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 635 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 902 millions d'euros ; soit un coût de construction cumulé en valeur historique de 10 927 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2022 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 112 millions d'euros. Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros₂₀₁₅, hors intérêts intercalaires. Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 constituent des coûts anormaux ne pouvant être inclus dans le coût de production d'une immobilisation. Elles sont comptabilisées en charges et s'élèvent sur l'année 2022 à 658 millions d'euros dont 617 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 7 renvoi (3)) et 41 millions d'euros de charges de personnel (voir note 9). Elles représentent 1,7 milliard d'euros en cumulé. Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement lié au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en charges d'exploitation.
- (4) La variation des amortissements et dépréciations sur les tranches de production nucléaire en 2022 s'explique par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022 sur les dépréciations d'actifs de contrepartie et sous-jacents pour les provisions adossées à des actifs (voir note 26).

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1^{er} janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5^e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes d'EDF.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026, dans la perspective d'une poursuite de la centrale avec une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust. Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies. 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. Les décrets n° 2022-123 de février 2022 et n° 2022-1233 de septembre 2022 ont relevé à titre dérogatoire le plafond d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, prévoyant ainsi un déplafonnement des heures de fonctionnement pour 2022 et 2023 en lien avec les risques de tension sur le système électrique. La date de fin d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement tient compte des nouvelles modalités de fonctionnement.

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. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 12 464 millions d'euros (voir note 15 renvoi (3)).

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite dans les principes comptables sur la dépréciation des actifs long terme, avec un CMPC après impôt de 6,3 % au 31 décembre 2022 (5,1 % au 31 décembre 2021), soit une hausse de 120 points. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1 300 MW et de 40 ans pour le palier N4, assises sur la durée d'amortissement en vigueur au 31 décembre 2022, bien que la stratégie d'EDF soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. Le test intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, avec un calendrier et des coûts ajustés (voir note 15 renvoi (3)).

Sur la période 2023-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en forte hausse sur cet horizon par rapport à fin 2021) tenant compte des couvertures déjà contractualisées, un niveau d'ARENH à 100 TWh et 42 euros/MWh, un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finances en vigueur (donc sans perte de cash-flow pour EDF) et la meilleure estimation du niveau de captation des rentes infra-marginales tenant compte du déficit au titre de 2022 (voir note 8). Elles sont conformes au budget 2023 approuvé par le Conseil d'administration.

A partir de 2026, fin du dispositif ARENH, compte tenu de l'absence, à date, de régulation du parc nucléaire existant, l'hypothèse retenue dans le cadre de référence des tests de dépréciation est celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix.

Les chroniques de prix moyen et long terme, dans un contexte de rétablissement progressif de la production nucléaire à partir d'une fourchette de 300-330 TWh pour 2023, conduisent à une augmentation sensible de la marge du test par rapport à 2021 (y compris avant effet des mesures relatives au dispositif exceptionnel d'ARENH complémentaire et impacts de la baisse de la production nucléaire 2022), augmentation toutefois atténuée par la hausse du CMPC. Le résultat du test met en évidence une valeur recouvrable très largement supérieure à la valeur nette comptable.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle et combinée (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh par an sur toute la période, augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation de 5 % sur toute la période, diminution du prix de la capacité, niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 % dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Une sensibilité additionnelle a également été conduite sur un scénario de revenus moins favorable sur l'horizon 2024-2025, notamment en lien avec d'éventuelles mesures réglementaires défavorables, qui pourrait conduire à une baisse significative de la marge du test, toutes choses égales par ailleurs.

Note 16. IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Principes et méthodes comptables

Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

Pour les titres détenus dans des sociétés consolidées par le Groupe EDF, la valeur d'utilité est principalement déterminée par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe, 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.

Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés.

Par ailleurs, sont également classées en autres titres immobilisés, les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. Les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée

individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amenée à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

16.1. VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants cumulés au 31/12/2022	Montants cumulés au 31/12/2021
Participations (1)	61 474	60 923
Créances rattachées aux participations	51	51
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) (2)	25 215	25 201
Autres titres immobilisés	94	202
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières (3)	34 207	23 829
Total valeur brute des immobilisations financières	121 041	110 206
Dépréciations des participations et créances rattachées (4)	(3 521)	(709)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés (5)	(2 084)	(404)
Total dépréciations	(5 605)	(1 113)
Total valeur nette des immobilisations financières	115 436	109 093

- (1) La hausse des participations correspond pour l'essentiel à une prise de participation effectuée par EDF Invest portant sur la souscription à l'augmentation de capital de C87 (société détenant un réseau de fibres optiques au Danemark) pour un montant de 351 millions d'euros, et sur la souscription à l'augmentation de capital de C88 (société détenant un investissement dans des datacenters aux États-Unis) pour un montant de 156 millions d'euros.
- (2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et à des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés (voir note 12).
- (3) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2022 est de 34 162 millions d'euros, et concerne principalement EDF International à hauteur de 15 690 millions d'euros dans un contexte de financement du projet HPC en Angleterre, EDF Trading pour 5 120 millions d'euros, EDF Renouvelables pour 4 364 millions d'euros, Enedis pour 3 980 millions d'euros, EDF Energy pour 2 146 millions d'euros et Dalkia pour 2 045 millions d'euros.
- (4) La revue du portefeuille de la valeur d'utilité des titres de participation inscrits à l'actif du bilan d'EDF SA au 31 décembre 2022, conduit à déprécier notamment les titres de participation EDF International à hauteur de 2 650 millions d'euros (voir note 11 renvoi (4)). En tant que holding portant la majeure partie des participations à l'international du Groupe EDF, la valeur d'utilité des titres EDF International repose sur les contributions des différentes filiales et sous-groupes aux capitaux propres consolidés du Groupe, en tenant compte de marges de valeur positives issues de la réalisation des tests de dépréciation des différentes unités génératrices de trésorerie. En 2022 la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résulte pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Energy au Royaume Uni, majoritairement lié à la hausse très importante du taux d'actualisation, et dans une moindre mesure à la nouvelle vision des coûts à terminaison du projet HPC communiquée en mai 2022.
- (5) La variation s'explique principalement par une évolution très défavorable des marchés financiers en 2022 comparée à 2021 ayant entraîné des dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 11 renvoi (3)).

16.2. FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

(En millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2022	Dépréciations 31/12/2022	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2022	% du capital détenu	Capitaux propres 2021	Résultats de l'exercice 2021	Dividendes reçus en 2022	Chiffres d'affaires 2021
Filiales								
EDF International (1)	25 930	2 650	23 280	100	16 154	(804)	-	1
C3 (2)	11 196	-	11 196	100	11 447	103	98	-
EDEV (3)	6 891	-	6 891	100	6	51	49	ns
CTE (4)	2 705	-	2 705	50,1	5 294	264	179	-
EDF Holding SAS (5)	1 950	-	1 950	100	2 590	445	445	-
EDF Immo (6)	1 361	-	1 361	100	1 497	77	73	-
EDF Nam Theun Holding (7)	437	-	437	100	427	36	42	-
Autres (8)	4 406	428	3 978	100	3 499	145	412	-
Sociétés Holdings	54 876	3 078	51 798				1 298	
En France								
Enedis	2 700	-	2 700	100	6 312	1 196	907	15 637
Framatome	2 014	-	2 014	75,5	2 682	111	61	2 127
Dalkia	967	140	827	99,9	484	59	35	2 470
EDF Production Electrique Insulaire SAS	561	-	561	100	1 176	159	100	989
Edvance	12	-	12	80	6	(23)	-	583
Centrale Electrique Rhénane de Gamsheim	3	-	3	50	9	-	-	9
A l'étranger								
Emosson	14	14	-	50	140	-	-	-
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	3	50	89	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	-	50	8	ns	ns	4
Sociétés industrielles et commerciales	6 274	154	6 120				1 103	
Autres (GIE EIFER)	130	125	5				-	
Total Filiales	61 280	3 357	57 923				2 401	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

- (1) EDF International a pour activité la prise et la gestion de participations dans des entités opérant dans le domaine de l'énergie à l'étranger, dont notamment : EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Gas Deutschland, EDF China Holding Ltd, EDF Norte Fluminense, EDF Inc. Pour rappel, EDF Energy porte les projets de développement nucléaire en Angleterre, dont HPC et Sizewell C (voir note 10.6 immobilisations en cours des comptes consolidés au 31 décembre 2022).
- (2) C3 détient notamment EDF Investissements Groupe à 100 %, filiale en charge du financement à moyen et long terme des activités situées hors de France.
- (3) EDF Développement Environnement est une holding des filiales et participations destinées au développement des métiers du Groupe en France, dont notamment : l'efficacité et la rénovation énergétique (IZI solutions, IZI solutions Rénov, IZI confort, EDF ENR, Sowee), la mobilité électrique (IZIVIA), le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs (Cyclife, Orano DS), la production d'origine renouvelable (EDF Renouvelables, Hydrostadium), la gestion locale de l'énergie (Agregio, e2m), d'autres activités avec en particulier Electricité de Strasbourg.
- (4) CTE détient RTE à 100 %.
- (5) EDF Holding SAS détient EDF Trading qui assure des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface avec les marchés de gros.
- (6) EDF Immo détient notamment la Gérance Générale Foncière et Sofilo à 100 %.
- (7) EDF Nam Theun Holding détient une participation dans Nam Theun 2 Power Co.
- (8) Regroupement de titres de participation dont la valeur comptable unitaire est inférieure à 400 millions d'euros.

16.3. FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %

(En millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2022	Dépréciations 31/12/2022	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2022	% du capital détenu	Capitaux propres 2021	Résultats de l'exercice 2021	Dividendes reçus en 2022
Report Total Filiales	61 280	3 357	57 923	-	-	-	2 401
Participations							
dont la quote-part détenue est inférieure à 50% et supérieure à 10%							
Trimet France	130	108	22	35	338	62	13
Dalkia Investissements	63	56	7	50,0	16	1	1
Total	193	164	29				14
Dont la quote-part détenue est inférieure à 10%							
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	1	9,8	121	4	ns
Total	1	-	1				-
Total Participations	194	164	30				14
Total brut des filiales et participations	61 474	3 521	57 953				2 415

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

16.4. RELATIONS AVEC LES FILIALES

(En millions d'euros)	Créances d'EDF (1)		Dettes d'EDF (1)		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
Sociétés						
Atmea	162					20
CTE		539		498		
Framatome		149		581		
EDF Energy	2 146	156		81		51
EDF Renouvelables	4 364	58				49
EDF International	15 690					301
EDF Trading	5 120	5 200		8 517		73
Edison						2
Enedis	3 980	90		1 795		21
Dalkia France	2 045	81		258		54
Groupe PEI	492			126		12
Citelum						2
EDF Luminus	80					2
Edvance	19	66		77		
Comptes courants (2)				2 500		
Convention de placement des liquidités des filiales			3 718		(63)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales (3)			13 338		(63)	
Convention d'intégration fiscale				1 563		

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont Enedis pour 887 millions d'euros, EDF Sofilo pour 615 millions d'euros, PEI pour 553 millions d'euros et EDF Immo pour 271 millions d'euros.

(3) Dont C3 pour 5 186 millions d'euros, EDF Energy pour 2 374 millions d'euros, EDF Trading pour 1 624 millions d'euros et EDF Holding SAS pour 1 149 millions d'euros.

16.5. PORTEFEUILLE DE TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE (TIAP)

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
Valeur du portefeuille de TIAP	25 201	24 944	29 741	25 215	23 297	25 495

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2022, 23 297 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 26.6.5).

16.6. ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société a été autorisé par l'Assemblée Générale du 6 mai 2021 pour une durée de 18 mois avec une limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société. Il a été mis en œuvre en 2021 en vue de l'animation du marché du titre au travers du contrat de liquidité.

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	Augmentation	Diminution	31/12/2022
Valeur brute	14		(7)	7
Dépréciation	(2)		2	-
Valeur nette	12	-	(5)	7

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » au 31 décembre 2022 s'élève à 888 511 actions pour une valeur nette de 7 millions d'euros.

16.7. CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

Ce poste comprend essentiellement des prêts accordés aux filiales :

<i>(en millions d'euros)</i>	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2022	Montants bruts au 31/12/2021
	< 1 an (1)	1 à 5 ans (2)	> 5 ans (3)		
Créances rattachées aux participations	2	-	49	51	51
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières (4)	18 458	9 924	5 825	34 207	23 829
Créances de l'actif immobilisé	18 460	9 924	5 874	34 258	23 880

- (1) Dont 9,94 milliards d'euros à EDF International, 5,1 milliards d'euros à EDF Trading, et 1,05 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.
- (2) Dont 5,66 milliards d'euros à EDF International, 2,3 milliards d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit et 1 milliard d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit.
- (3) Dont 2,36 milliards d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit, 1,5 milliard d'euros à EDF Energy correspondant à l'échéance de prêts et 1 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.
- (4) La variation s'explique principalement par des prêts accordés aux filiales en 2022 pour 2,6 milliards d'euros à EDF International, 2,2 milliards d'euros à EDF Trading, 2 milliards d'euros à Enedis, 2 milliards d'euros à EDF Energy et 1,5 milliard d'euros à EDF Renouvelables.

Note 17. STOCKS ET EN-COURS

Principes et méthodes comptables

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des 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.

Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication).

Le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émissions de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir note 6) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.1).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

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 (EU-ETS).

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union Européenne, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de 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 (100 € par tonne de CO₂ pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de

l'Union Européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 %/1990 pour l'Union Européenne¹). 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 CO2 d'au-moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. Le processus de « trilogue » européen finalisé en décembre 2022 a réhaussé les objectifs définis initialement par la Commission européenne en juillet 2021 dans ses propositions législatives. Les secteurs concernés par les ETS vont voir leurs quotas réduits de 62 % d'ici 2030 par rapport à 2005.

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 livrables 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.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022			31/12/2021		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 929	(24)	8 905	8 471	(39)	8 432
Autres matières premières	351	-	351	126	-	126
Autres approvisionnements (1)	2 833	(294)	2 539	2 000	(250)	1 750
En-cours de production et autres stocks (2)	1 038	-	1 038	645	-	645
Total stocks	13 151	(318)	12 833	11 242	(289)	10 953

(1) La hausse des « Autres approvisionnements » s'explique principalement par l'augmentation des certificats de capacité. L'en-cours des stocks de gaz augmente en valeur nette de 189 millions d'euros (voir note 7 renvoi (2)).

(2) La hausse des « En-cours de production et autres stocks » s'explique principalement par l'augmentation du stock de CEE au 31 décembre 2022.

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.

Note 18. CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT ET DISPONIBILITÉS

Principes et méthodes comptables

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

Les créances de l'actif circulant et disponibilités sont réparties par échéance, comme suit :

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2022	Montants bruts au 31/12/2021
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	419	89	219	727	719
Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 689	-	-	2 689	2 532
Factures à établir (1)	18 676	-	-	18 676	16 816
Autres créances d'exploitation (2)	5 290	57	241	5 588	4 850
Créances d'exploitation	26 655	57	241	26 953	24 198
Instruments de trésorerie (3)	3 305	297	1	3 603	2 529
Disponibilités	6 810	-	-	6 810	8 397
Charges constatées d'avance	398	267	424	1 089	1 015
Total créances de l'actif circulant	37 587	710	885	39 182	36 858

- (1) Ce poste concerne pour l'essentiel les créances relatives à l'énergie livrée non facturée, dont le solde est stable par rapport au 31 décembre 2021. La hausse sur la période concerne principalement les créances vis-à-vis d'EDF Trading (électricité et gaz) dans un contexte de forte hausse des prix.
- (2) En 2022, elles comprennent 2 698 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes (3 464 millions d'euros en 2021).
- (3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (108 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Note 19. VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

Principes et méthodes comptables

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 ».

Les valeurs mobilières de placement sont constituées des éléments suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021	Variation de l'exercice
OPCVM	1 115	2 598	(1 483)
TCN court terme en euros et en devises (1)	-	50	(50)
Titres reçus en garantie	-	408	(408)
Obligations (2)	17 236	7 500	9 736
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	96	49	47
Total valeur brute	18 447	10 605	7 842
Dépréciations	(730)	(20)	(710)
Total valeur nette	17 717	10 585	7 132

- (1) La part affectée aux actifs dédiés est nulle au 31 décembre 2022 (50 millions d'euros au 31 décembre 2021) (voir note 26.6.5).
- (2) L'augmentation du portefeuille d'obligations dans la trésorerie résulte d'achats consécutifs à la mise en place de prêts bancaires dont le produit a été investi en partie sur des obligations publiques ou privées offrant une rémunération positive et bien supérieure aux investissements monétaires (OPCVM et TCN). La détention d'obligations permet d'obtenir des liquidités en cas d'opérations de mises en pension.

Note 20. RÉCONCILIATION DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE PRÉSENTÉE DANS LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021	Variation
Valeurs mobilières de placement	18 447	10 605	7 842
Disponibilités	6 918 ⁽¹⁾	8 433 ⁽¹⁾	(1 515)
Sous-total à l'actif du bilan	25 365	19 038	6 327
OPCVM en euros	(1 115)	(2 598)	1 483
TCN en euros supérieurs à 3 mois	-	(50)	50
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	-	-
Titres reçus en garantie	-	(408)	408
Obligations	(17 236)	(7 500)	(9 736)
Actions propres	-	-	-
Intérêts courus	(96)	(49)	(47)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(18 447)	(10 605)	(7 842)
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	(8 384)	(6 872)	(1 512)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie *	(1 466)	1 561	(3 027)
Élimination de l'incidence des variations de change			(132)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(48)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie du tableau de flux de trésorerie *			(3 207)

* Voir tableau de flux de trésorerie

- (1) Dont 108 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2022 contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 18 renvoi (3)).

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie sont classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du Groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales 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 21. ÉCARTS DE CONVERSION-ACTIF

Principes et méthodes comptables

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises, non couverts pour leur risque de change, sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts, conformément au règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

Les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2022 une perte de change de 1 906 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 1 637 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 043 millions d'euros au 31 décembre 2021) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2022 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 266 millions d'euros (281 millions d'euros au 31 décembre 2021). Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé (311 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2020, 2021 et 2022) 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 2022 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2021).

Note 22. VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 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 (1)	-	10	42	-	7	(9)	50
Situation au 31 décembre 2021	1 619	21 772	7 787	1 457	167	5 777	38 579
Affectation du résultat 2021	-	7	1 450	(1 457)	-	-	-
Résultat 2022	-	-	-	(30 648)	-	-	(30 648)
Augmentation de capital du 13.06.2022	66	913	-	-	-	-	979
Distribution de dividendes	-	-	(1 050)	-	-	-	(1 050)
Augmentation de capital du 07.04.2022	249	2 899	-	-	-	-	3 148
Augmentation de capital du 25.07.2022	9	94	-	-	-	-	103
Augmentation de capital du 07.12.2022	1	9	-	-	-	-	10
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations (2)	-	4	-	-	51	(35)	20
Situation au 31 décembre 2022	1 944	25 698	8 187	(30 648)	218	5 742	11 141

- (1) 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 de l'annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2021).
- (2) Les subventions d'investissement intègrent l'attribution par l'État français d'une subvention pour le projet SMR (Small Modular Reactors) pour 50 millions d'euros encaissée à hauteur de 45 millions d'euros sur l'exercice.

22.1. CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2022, le capital social s'élève à 1 943 859 210 euros, composé de 3 887 718 420 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 89,01 % par l'État, 9,38 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,59 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions auto détenues. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023. À l'issue de l'Offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANes EDF en circulation (voir note 2.2.9). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANes EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Energie En Actions et l'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

Le 7 avril 2022, l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 249 millions d'euros et une prime d'émission de 2 899 millions d'euros nets de frais, à la suite de l'émission de 498 257 960 actions nouvelles.

En juin 2022, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 66 millions d'euros et une prime d'émission de 913 millions d'euros, à la suite de l'émission de 131 545 635 actions nouvelles.

Le 25 juillet 2022, l'augmentation de capital réservée aux salariés « ORS 2022 » avec suppression du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et une prime d'émission de 94 millions d'euros, à la suite de l'émission de 18 100 741 actions nouvelles (voir note 2.2.8).

En décembre 2022, la conversion d'obligations OCEANes s'est traduite par une augmentation du capital social de 0,57 million d'euros, à la suite de l'émission de 1 137 336 actions nouvelles (voir note 22.3).

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.

22.2. DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée Générale mixte des actionnaires du 12 mai 2022 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2021 à 0,58 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 0,638 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende 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 dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 72 millions d'euros.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2022.

22.3. OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCEANES)

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 (voir note 2.4.1 des comptes sociaux au 31 décembre 2020).

En conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (voir note 2.2.9), et conformément aux termes et conditions des OCEANES, en cas d'offre déclarée conforme par l'AMF, l'ouverture de l'Offre entraîne un ajustement temporaire du ratio d'attribution d'actions Électricité de France, en cas de conversion, pendant la période d'ajustement définie.

À ce titre, le 23 novembre 2022, les porteurs d'obligations ont été informés par avis que le ratio d'attribution d'actions ajusté (ou NRAA) a été porté à 1,289 action Électricité de France par OCEANE, à compter du 24 novembre 2022.

Au 31 décembre 2022, 882 340 obligations OCEANES ont ainsi été converties en actions nouvelles, sur la période allant du 24 novembre 2022 au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions.

Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros (voir note 22.1).

Par ailleurs, dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée, et à titre d'information, l'État s'est porté acquéreur de 127 147 355 obligations (OCEANES), conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations OCEANES, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANES en date de clôture au 31 décembre 2022.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2.2.9 et 22.1). En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 (offres publiques) des modalités, la période d'ajustement en cas d'offre publique expirera le 1^{er} mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'offre. À l'issue de la période d'ajustement en cas d'offre publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'offre publique. Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'Offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'offre publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

Note 23. AUTRES FONDS PROPRES

Principes et méthodes comptables

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et la prime liés à l'émission des titres subordonnés sont comptabilisés à l'actif du bilan en charges à répartir et sont amortis le cas échéant au *pro rata temporis* sur la durée de la tranche à laquelle ils se rapportent.

La charge d'intérêt annuelle relative à ces instruments est enregistrée en charge financière dans le compte de résultat.

Un reclassement des titres subordonnés à durée indéterminée est effectué des « autres fonds propres » en « dettes financières », lorsqu'une intention d'exercer une option de remboursement à court terme est annoncée.

Au 31 décembre 2022, les autres fonds propres présentent un solde de 11 972 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 2 653 millions d'euros et 3 243 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 498 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 086 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour un montant de 1 242 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2022 valorisés pour un montant de 1 000 millions d'euros (voir note 2.2.7).

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 569 millions d'euros au 31 décembre 2022 (578 millions d'euros au 31 décembre 2021). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture ».

EDF a exercé son option de rachat au 29 janvier 2023 sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant de 2 098 millions de dollars émises en janvier 2013. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2022 un montant de 1 966 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir note 2.2.7 et note 31 renvoi (4)).

Titres subordonnés à durée indéterminée (en millions de devises) :

Date d'émission ⁽¹⁾	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01 /2013	1 250	EUR	12 ans	5,38%
01 /2013	1 250	GBP	13 ans	6,00%
01 /2014	1 500	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%
12 /2022	1 000	EUR	6 ans	7,50%

(1) Date de réception des fonds

Note 24. PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Principes et méthodes comptables

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions d'énergie hydraulique.

Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant ;
 - la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droits du concédant sur les biens existants.

Passifs spécifiques des concessions d'énergie hydraulique

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions d'énergie hydraulique au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

Les passifs spécifiques des concessions se décomposent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021
Contre-valeur des biens	106	107
Écarts de réévaluation	733	758
Amortissement de caducité	431	377
Concessions d'énergie hydraulique	1 270	1 242
Contre-valeur des biens	2 131	2 008
Financement du concessionnaire non amorti	(1 354)	(1 306)
Amortissement du financement du concédant	376	370
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	7	6
Concessions de distribution publique (1)	1 160	1 078
Passifs spécifiques des concessions	2 430	2 320

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 25. PROVISIONS POUR RISQUES

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la 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.

Les autres provisions 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 notes 6 et 17).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

Les variations des provisions pour risques se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Dotations			Reprises		31/12/2022
		Exploitation (3)	Financières	Suite à utilisation (3)	sans objet (3)	Financières	
Provisions pour pertes de change (1)	745	-	683	-	-	(371)	1 057
Provisions pour contrats déficitaires (2)	1 840	-	(122)	(224)	(1 006)	-	488
Autres provisions pour risques	319	81	-	(27)	(5)	-	368
	2 904	81	561	(251)	(1 011)	(371)	1 913

- (1) Les provisions pour pertes de change d'un montant de 1 057 millions d'euros au 31 décembre 2022 concernent principalement les emprunts hybrides pour 301 millions d'euros et les autres emprunts après couvertures pour 288 millions d'euros. La variation des provisions pour pertes de change d'un montant de 312 millions d'euros est comptabilisée en résultat financier (voir note 11 renvoi (5)).
- (2) Les reprises nettes sur les provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 1 352 millions d'euros portent principalement sur des contrats long terme d'achats de GNL et des contrats de prestations de services de regazéification.
- (3) Voir note 5.

Note 26. PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE : AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Principes et méthodes comptables

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses de l'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets (le cas échéant) et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à la France ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits ci-dessus :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 26.6).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude qui sont décrits en note 1.2.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Dotations		Reprises		Autres mouvements (2)	31/12/2022
		Exploitation	Financières (1)	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 819	417	51	(849)	-	(59)	11 379
<i>dont non liées au cycle d'exploitation</i>	<i>1 726</i>	<i>23</i>	<i>(85)</i>	<i>(41)</i>	-	<i>(16)</i>	<i>1 607</i>
<i>dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006*</i>	<i>1 136</i>	<i>44</i>	<i>56</i>	<i>(41)</i>	-	-	<i>1 195</i>
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	128	(1 308)	(204)	-	(374)	12 475
Provisions pour aval du cycle nucléaire	26 052	545	(1 257)	(1 053)	-	(433)	23 854
<i>dont aval du cycle nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*</i>	<i>24 916</i>	<i>501</i>	<i>(1 313)</i>	<i>(1 012)</i>	-	<i>(433)</i>	<i>22 659</i>
<i>dont aval du cycle nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*</i>	<i>1 136</i>	<i>44</i>	<i>56</i>	<i>(41)</i>	-	-	<i>1 195</i>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	273	340	(201)	-	(1 048)	17 094
Provisions pour derniers cœurs	2 660	-	104	-	-	(330)	2 434
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20 390	273	444	(201)	-	(1 378)	19 528
Total provisions liées à la production nucléaire	46 442	818	(813)	(1 254)	-	(1 811)	43 382
Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	45 306	774	(869)	(1 213)	-	(1 811)	42 187
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 136	44	56	(41)	-	-	1 195

* 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 de l'actualisation comprend principalement la charge de désactualisation pour 1 830 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (2 548) millions d'euros (charges financières de désactualisation) (voir note 11 renvoi (2)) ;
- (2) Les « autres mouvements » comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022 pour les provisions adossées à des actifs pour (2 061) millions d'euros.

En 2021, l'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'expliquait notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW pour (1 016) millions d'euros au 1^{er} janvier 2021 (voir note 2.1.1 de l'annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2021), 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.

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.

26.1. PROVISIONS POUR GESTION DU COMBUSTIBLE USÉ

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités 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 (soit 24 réacteurs autorisés actuellement).

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) (11 379 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible usé concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part 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 avait traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de l'avenant 2016-2023 en cours de négociation, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros avait ainsi été comptabilisée, couvrant 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 2022, certains de ces éléments ont fait l'objet de lettres-accords au titre de l'avenant 2016-2023, d'autres sont toujours en cours de négociation. Des négociations ont également été conduites en 2022 au titre de l'avenant 2024-2026 et se poursuivront sur 2023, conduisant à enregistrer une provision pour charges au 31 décembre 2022 (voir note 29.1).

D'autre part, la provision pour gestion du combustible usé intègre des provisions spécifiques au titre de l'entreposage des combustibles usés, qui est un enjeu clé pour l'aval du cycle. En effet, les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage à long terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano en 2019, en lien avec EDF ainsi qu'avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague. Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE). Le besoin d'entreposages intermédiaires est renforcé par les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano qui impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce moindre recyclage ayant pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme.

En 2022, les études sur des solutions transitoires se sont poursuivies, avec notamment, sur la densification des piscines existantes du site Orano de La Hague, l'envoi en décembre 2022 à l'ASN du dossier de demande de modification notable. Les études de développement de cette solution se poursuivent et leur fin est prévue fin 2024.

Par ailleurs, la provision pour gestion du combustible usé couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 26.6). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction de la piscine d'entreposage centralisé sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019-2020, fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP), qui a débuté le 22 novembre 2021 et s'est terminée le 8 juillet 2022. Le 7 octobre 2022, EDF a publié les « Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF ». EDF a notamment prévu de mettre en place un dispositif structuré d'échange et de dialogue continu, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet et prépare pour fin 2023 le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création de l'installation, dans la perspective d'une enquête publique en 2025.

Au total, les provisions portant sur des dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 257 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 607 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX et URE usés, à La Hague puis dans la piscine d'entreposage centralisé (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Enfin, en 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^e trimestre 2018. Les premiers assemblages sont en cours de fabrication à l'usine Framatome de Romans-sur-Isère et seront chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion du combustible usé (soit 410 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

26.2. PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Centres de stockages concernés	31/12/2022	31/12/2021
Déchets TFA et FMA	TFA : CIREs - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)	2 958	3 093
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	363	394
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	9 154	10 746
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs		12 475	14 233

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003, géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux, ...) sont stockés en surface au centre de stockage de 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.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes réglementaires (décrets du ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5^e PNGMDR, la publication d'une feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre est prévue pour début 2023.

Évolutions 2021

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 MW (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 stockage, 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.

Évolutions 2022

En 2022, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions.

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 Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 ainsi que le 5^e PNGMDR (publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal officiel du 10 décembre 2022) fixent l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA pour produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendevre-Soulaïnes.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

Projet du Centre industriel de stockage géologique - Cigéo

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 8 381 millions d'euros (y compris entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, évacuations vers le stockage, stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes) sont assises sur ce coût objectif pour le stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et caractérisation des déchets.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Depuis 2016, les principales évolutions du projet ont été les suivantes :

- 2016 : en avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité ;
- 2018 : en janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo 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 ;
- 2019 : en septembre 2019, le groupe d'experts mandaté par la DGEC, pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais 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 toujours en cours sur ce sujet ;
- 2020 : une revue de conception détaillée, organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants, a rendu ses conclusions. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux. Par ailleurs, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). À fin 2022, 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 ;
- 2021 : après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021 ;
- 2022 : le 8 juillet 2022, le décret de DUP a été publié.

Par ailleurs, l'horizon de livraison des premiers colis de déchets a été précisé et devrait débuter entre 2035 et 2040, selon la publication de l'ANDRA d'octobre 2022 sur le bilan des concertations sur la phase industrielle pilote et la gouvernance du projet Cigéo, alors qu'à fin 2021, les producteurs avaient toujours en référence, une réception des premiers colis de déchets en 2031. En conséquence, la provision a été mise à jour pour prendre en compte ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Le 16 janvier 2023, l'ANDRA a déposé auprès du ministère de la Transition énergétique la demande d'autorisation de création (DAC) de Cigéo. Cette étape marque le démarrage d'une nouvelle phase, l'instruction du dossier par l'ASN, à l'issue de laquelle le projet pourrait être autorisé et sa construction lancée. Selon le dernier planning de l'ANDRA, le décret d'autorisation de création est dorénavant attendu à horizon 2027 (contre 2025 auparavant).

ICEDA

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 773 millions d'euros.

L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. À fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service. En 2022, deux campagnes de conditionnement de déchets ont été réalisées conformément à l'attendu.

26.3. PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-20 à L. 593-25 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Dotations		Reprises		Autres mouvements (3)	31/12/2022
		Exploitation (1)	Financières (2)	Suite à utilisation (1)	Provision sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	-	500	(7)	-	(1 048)	12 125
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	273	(160)	(194)	-	-	4 969
Total Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	273	340	(201)	-	(1 048)	17 094

- (1) Les diminutions correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2022. Les augmentations correspondent pour l'essentiel à des évolutions de chiffrages de devis sur l'exercice, précisées ci-dessous, pour les provisions non adossées à des actifs.
- (2) 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.
- (3) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022, ainsi que les autres révisions de devis, pour les provisions adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Historique des évaluations des provisions et audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les 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.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis parc REP 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 de mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 17 % (effets de série et de mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A *contrario*, les 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 MW 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 16,3 % pour l'ensemble du parc (21 % pour le devis de la référence TTS 900 MW).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Évolutions 2021

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (voir note 26), le séquençage 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 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement. 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.

Évolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₂) des 2 tranches Fessenheim 900 MW s'élève à environ 1,0 milliard d'euros, soit 0,45 milliard d'euros en moyenne pour une tranche 900 MW à comparer aux 0,38 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, 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 2^e génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015.

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

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plateforme de télé-opération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

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

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

De 2016 à 2020

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros 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 publiées en mars 2020, n'ont pas remis 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.

Évolutions 2021

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 d'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) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis), conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du ministère de la Transition Écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle qui est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Évolutions 2022

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique de risques et d'incertitudes planning (appliquées à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 millions d'euros résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger de 18 mois le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 14 mois sur le planning global.

Concernant les UNGG, la revue annuelle des devis a pris en compte un décalage d'obtention des décrets d'autorisation de démantèlement (attendus dorénavant fin 2026 contre fin 2025 auparavant), sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte dans les provisions un effet au titre de l'augmentation prévisible, au-delà des prévisions d'inflation, des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction, impactant les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 33 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée REP - Chooz A	331	289
Réacteur à eau pressurisée - Fessenheim ⁽¹⁾	911	740
Réacteur Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint-Laurent, Chinon	5 771	2 948
Réacteur à eau lourde - Brennilis	374	321
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys Malville	559	492

(1) Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,96 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 1,9 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 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en décembre 2025. Dans le cadre du nouveau scénario DCC défini en 2021, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 ;
- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. Le 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. Début 2022, la Mission de la Sécurité Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier. L'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est désormais attendue début 2026. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2022, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel (évacuation de l'ensemble du combustible des tranches 1 et 2, traitement et évacuation du bore tel que prévu, décontamination chimique complète du circuit primaire de la tranche 1 et des circuits connectés, ...). La décontamination complète de la tranche 2 a été recalée début 2023 sans impact sur le chemin critique ;
- Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. À la suite de la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2034, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2041 sur une période de 14 ans. En parallèle, les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2037). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve, la découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (le déclassement de l'installation est prévu à horizon 2034) ;

- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l’instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l’obtention du décret de démantèlement à horizon 2023, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). À la suite de l’enquête publique qui s’est tenue du 15 novembre 2021 au 2 février 2022, le commissaire enquêteur a remis un avis favorable sans réserve le 2 mars 2022.

26.4. PROVISIONS POUR DERNIERS CŒURS

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l’arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l’arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, 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 des derniers cœurs (« part amont ») (voir note 12).

En 2020, à la suite de la mise à l’arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour derniers cœurs 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 MW au 1^{er} janvier 2021 (voir note 2.1.1 de l’annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2021), les provisions pour derniers cœurs ont peu évolué.

En 2022, les provisions pour derniers cœurs ont pris en compte la finalisation du retour d’expérience de Fessenheim sur la gestion des cœurs et de son optimisation, conduisant principalement à une mise à jour de l’évaluation des masses de métal lourd non usées dans le calcul des provisions derniers cœurs sur l’ensemble du parc, engendrant une diminution de (145) millions d’euros des provisions.

26.5. TAUX D’ACTUALISATION, D’INFLATION ET ANALYSES DE SENSIBILITÉ

26.5.1. 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 assurantiers de très long terme, présentant des

décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,43 % pour 2022. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui, dans son arrêté du 1^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2022 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,7 % ; 3,3 %] ([- 0,6 % ; 0,6 %] à fin 2021) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,3 % ; 3,4 %] ([0,6 % ; 3,1 %] à fin 2021) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,43 % (3,46 % à fin 2021) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des spreads d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de spread robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « Investment Grade » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,8 % au 31 décembre 2022 (3,7 % au 31 décembre 2021), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,3 % (1,7 % au 31 décembre 2021), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2022 (2,0 % au 31 décembre 2021).

La hausse du taux d'actualisation reflète la hausse observée des taux des OAT ainsi que celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2021, sous l'effet notamment des évolutions de la politique monétaire de la BCE et d'un environnement économique plus risqué.

La hausse du taux d'inflation traduit la hausse des prévisions d'inflation en France depuis cette date, particulièrement en 2023, et au-delà celle des points morts d'inflation, dans le contexte actuel de crise géopolitique et économique, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Par ailleurs, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2022 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 215 millions d'euros a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial.

26.5.2. PLAFOND REGLEMENTAIRE DU TAUX D'ACTUALISATION

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1^{er} 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 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. 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 1^{er} juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2022 (2,80 % au 31 décembre 2021).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2022 en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,5 %.

26.5.3. 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.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006

(en millions d'euros)	31/12/2022		31/12/2021	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible utilisé	16 194	10 184	16 121	10 683
<i>Dont non liée au cycle d'exploitation</i>	<i>3 417</i>	<i>1 607</i>	<i>3 282</i>	<i>1 726</i>
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 996	12 475	36 779	14 233
Aval du cycle nucléaire	53 190	22 659	52 900	24 916
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 381	12 125	20 479	12 680
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 219	4 969	7 718	5 050
Derniers cœurs	4 189	2 434	4 349	2 660
Déconstruction et derniers cœurs	33 789	19 528	32 546	20 390
Provisions liées à la production nucléaire		42 187		45 306
Périmètre Loi du 28 juin 2006*				

* Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006

(en millions d'euros)	2022		
	Montant des charges aux conditions économiques de fin de période		Total
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans (1)	
Gestion du combustible utilisé	7 892	8 302	16 194
<i>Dont non liée au cycle d'exploitation</i>	<i>534</i>	<i>2 883</i>	<i>3 417</i>
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 422	31 574	36 996
Aval du cycle nucléaire	13 314	39 876	53 190
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	499	20 882	21 381
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 093	5 126	8 219
Derniers cœurs	499	3 690	4 189
Déconstruction et derniers cœurs	4 091	29 698	33 789

- (1) Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques de fin de période) respectivement à 22 % et à 42 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 36 % et à 96 % pour la déconstruction.

En complément, le tableau ci-dessous fournit l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants provisionnés en valeur actualisée 31/12/2022	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20%	- 0,20%	+ 0,20%	- 0,20%
Aval du cycle nucléaire					
- gestion du combustible usé	11 379	(200)	213	170	(182)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	(684)	769	541	(614)
Déconstruction et derniers cœurs					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 125	(518)	544	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 969	(155)	165	154	(165)
- derniers cœurs	2 434	(85)	90	-	-
Total	43 382	(1 642)	1 781	865	(961)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>31 649</i>	<i>(1 460)</i>	<i>1 591</i>	<i>764</i>	<i>(853)</i>

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 10 points de base est de (837)/894 millions d'euros dont 444/(490) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

26.6. ACTIFS DÉDIÉS

26.6.1. RÉGLEMENTATION

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020. 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 26.6.2 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 1^{er} juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans, au lieu de 3 ans précédemment.

26.6.2. ALLOCATION STRATÉGIQUE ET COMPOSITION DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité

des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place, d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest ».

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

26.6.3. ACTIFS DE CROISSANCE ET ACTIFS DE TAUX

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France.

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés principalement par EDF Invest (voir note 26.6.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

26.6.4. ACTIFS DE RENDEMENT

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

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 26.6.2).

Au total, au 31 décembre 2022, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 9 540 millions d'euros dont 8 772 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 3 791 millions d'euros au 31 décembre 2022 (3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021) ;
- les participations d'EDF dans Teréga, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Norlys Fiber, Databank, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-

Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France).

26.6.5. VALORISATION DES ACTIFS DEDIES

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ou valeurs mobilières de placement.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2022 est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2022		31/12/2021	
		Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement		7 314	8 772	6 822	7 908
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) ⁽¹⁾	16.2	2 705	3 791	2 705	3 343
Titres de participation hors CTE	16.2	4 155	4 536	3 839	4 330
Fonds non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	433	424	278	235
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 30	21	21	-	-
Actifs de croissance		9 990	12 251	10 776	15 320
Actions - Parts d'OPC	16.5	9 480	11 625	10 345	14 815
Fonds actions non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	505	553	436	519
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 30	5	73	(5)	(14)
Actifs de taux		12 886	12 881	13 956	14 226
Obligations	16.5	11 263	11 264	12 683	12 957
VMP - TCN	19	-	-	50	50
Fonds de dette non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	204	215	191	199
Portefeuille de trésorerie	16.5	1 412	1 414	1 016	1 016
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 30	7	(12)	16	4
Total des actifs dédiés (3)		30 190	33 904	31 554	37 454

(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) L'ensemble des fonds EDF Invest doit être examiné globalement, leur valeur nette comptable s'élevant à 1 142 millions d'euros (905 millions d'euros au 31 décembre 2021) pour une valeur de réalisation de 1 192 millions d'euros (953 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(3) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2022 ainsi qu'au 31 décembre 2021.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

26.6.6. SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLEAIRES DE LONG TERME

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 107,1 %. 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 2022. Au 31 janvier 2023, le taux de couverture des provisions nucléaires (retenues pour leur montant au 31 décembre 2022) par des actifs dédiés était de 109,7 %, en lien avec l'évolution positive marquée des marchés financiers en janvier 2023.

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 109,3 %, 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 607	1 726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	14 233
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	17 730
Provisions derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	473	587
Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	31 649	34 276

26.6.7. ÉVOLUTION DES ACTIFS DEDIES SUR L'EXERCICE 2022

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2021 (109,3 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2022 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année 2022 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021).

En 2022, les marchés ont été impactés par la forte pression inflationniste et par la prise de conscience par les banques centrales et par les marchés, que des mesures fortes, particulièrement en termes de hausse des taux, seraient nécessaires pour empêcher le désancrage des anticipations d'inflation. La guerre en Ukraine a exacerbé cette question avec les perturbations qu'elle a provoquées sur l'approvisionnement énergétique de l'Europe. Cette situation a en premier lieu impacté la classe obligataire qui finit sur une baisse historique, avec -18,5 % sur les emprunts d'État (indice FTSE EMU Government Bond Index (EGBI)). Le crédit aura aussi particulièrement souffert (-14,5 % pour l'indice FTSE EuroBIG Corporate) avec le double effet de la hausse des taux et de la hausse des *spreads*. Il faut noter néanmoins, que malgré la couverture partielle de change mise en place par le Groupe, l'appréciation du dollar a permis de limiter la baisse de valeur en Euro des actifs libellés en dollars. Les marchés actions ont baissé, mais n'ont pour l'instant fait que suivre la hausse des taux réels et n'ont pas semble-t-il pris en compte le risque sur les bénéficiaires d'un environnement économique dégradé. Les marchés semblent tabler sur une réussite des banques centrales à contenir l'inflation sans créer de récession, ce qu'il faudra suivre avec attention en 2023.

En 2022, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés *via* des prises de participation minoritaires dans des infrastructures télécoms (Norlys Fiber, un réseau de fibre optique au Danemark) et numériques (DataBank, un ensemble de data centers aux États-Unis), ainsi que dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés. Par ailleurs, EDF Invest a cédé l'intégralité de sa participation dans Thyssengas (réseau de gaz en Allemagne) ainsi qu'une fraction de sa participation dans le groupe Transport Stockage Hydrocarbures / Géosel (stockage de pétrole en cavité saline en France) et 50 % de MiRose, des parcs éoliens aux États-Unis.

Au 31 décembre 2022, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de (667) millions d'euros dont (963) millions d'euros dans le résultat financier et 296 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (917 millions d'euros), des dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution défavorable des marchés financiers ((1 810) millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (296 millions d'euros).

Note 27. AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'augmentation sur la période s'explique principalement par une réévaluation des devis de déconstruction, prenant en compte notamment le dernier retour d'expérience des opérations récentes.

Note 28. PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

Principes et méthodes comptables

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail...).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

EDF comptabilise en provisions les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraite ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble des coûts des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail - maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIÉG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIÉG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV,

AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIÉG 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.

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Dotations		Reprises		31/12/2022
		Exploitation (1) (4)	Financières (3)	Exploitation (2) (4)	Financières (5)	
Avantages postérieurs à l'emploi	10 794	788	405	(600)	(220)	11 167
Avantages long terme	1 073	47	14	(209)	-	925
Provisions pour avantages au personnel	11 867	835	419	(809)	(220)	12 092

- (1) Dont 574 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 259 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 2 millions d'euros au titre des droits non acquis.
- (2) Dont (658) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (151) millions d'euros au titre des gains actuariels.
- (3) Voir note 11.
- (4) Voir note 5.
- (5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2021	32 225	(13 148)	19 076	(11)	(7 198)	11 867
Charge nette de l'exercice 2022	993	(220)	773	2	108	883
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(8 414)	3 733	(4 681)	-	4 681	-
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 090)	432	(658)	-	-	(658)
Solde au 31/12/2022	23 713	(9 203)	14 510	(9)	(2 409)	12 092

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2022 s'élèvent à (8 414) millions d'euros, en lien avec :

- la variation du taux d'actualisation pour (15 192) millions d'euros ;
- la variation du taux d'inflation pour 4 517 millions d'euros ;
- la variation des hypothèses démographiques (95) millions d'euros ;
- l'impact des mesures de revalorisation des salaires décidées en 2022 et s'appliquant à partir de 2023 pour 1 632 millions d'euros
- la variation des écarts d'expérience pour 724 millions d'euros, principalement liée à l'évolution d'hypothèses concernant le plafond de la Sécurité Sociale et la revalorisation des pensions CNAV et AGIRC-ARRCO et à l'impact des mesures de revalorisation des salaires appliquées sur l'exercice 2022.

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2022 s'élèvent à 3 733 millions d'euros dans un contexte de baisse des marchés d'obligations et d'actions.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Coût des services rendus de l'exercice	574	581
Charges d'intérêts (actualisation) (1)	419	292
Rendement escompté des actifs de couverture	(220)	(166)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	197	221
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	(89)	81
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	2	8
Impact résultat au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	883	1 017
dont :		
Résultat d'exploitation (2)	684	891
Résultat financier	199	126

- (1) Les charges d'intérêts (actualisation) de 419 millions d'euros sont en augmentation de 127 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2021, conséquence de la hausse du taux d'actualisation entre le 1^{er} janvier 2022 (3,9 %) et le 1^{er} janvier 2021 (1,3 %).
- (2) En 2022, le montant correspond aux dotations d'exploitation (835 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (151 millions d'euros).

28.1. PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	Dotations		Reprises		31/12/2022
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Retraites	7 162	438	308	(453)	(213)	7 242
Charges CNIEG	460	11	7	(12)	-	466
Avantages en nature énergie	2 355	233	67	(109)	-	2 546
Indemnités de fin de carrière	66	37	8	(4)	(7)	100
Autres	751	69	15	(22)	-	813
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	10 794	788	405	(600)	(220)	11 167

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Charges CNIEG	339	-	-	127	466
Avantages en nature énergie	3 310	-	-	(764)	2 546
Indemnités de fin de carrière	503	(377)	-	(26)	100
Autres	805	(14)	(9)	32	813
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2022	22 789	(9 203)	(9)	(2 410)	11 167

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
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
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	31 152	(13 148)	(11)	(7 198)	10 794

28.2. PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	Dotations		Reprises	31/12/2022
		Exploitation	Financières	Exploitation	
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	914	38	12	(167)	797
Médailles du travail	138	9	2	(38)	111
Divers	21	-	-	(4)	17
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	1 073	47	14	(209)	925

28.3. ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élevaient à 9 203 millions d'euros au 31 décembre 2022 (13 148 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021
Total actifs de couverture	9 203	13 148
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	8 812	12 606
dont en % :		
Actions	33%	32%
Obligations monétaires	65%	67%
Immobilier	2%	1%
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	377	527
dont en % :		
Actions	31%	33%
Obligations monétaires	69%	67%
Autres actifs de couverture	14	15

28.4. HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 3,90 % au 31 décembre 2022 (1,30 % au 31 décembre 2021) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2,30 % au 31 décembre 2022 (1,70 % au 31 décembre 2021) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,23 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 1,72 % pour 2022 (1,29 % pour 2021) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 1,45 % pour 2022 (1,06 % pour 2021).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur durée, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 3,90 % au 31 décembre 2022 (1,30 % au 31 décembre 2021). La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2022.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe EDF pour les pays de la zone euro est de 2,30 % (1,70 % au 31 décembre 2021).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 3,7 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les accords de revalorisations salariales signés en 2022 ont été pris en compte pour le calcul des engagements. Pour les exercices 2024 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Note 29. PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES ET PASSIFS ÉVENTUELS

29.1. PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021	Dotations Exploitation	Reprises Suite à utilisation	Reprises Sans objet	Autres	31/12/2022
Provisions pour charges relatives :						
- au personnel	36	29	(23)	(2)	-	40
- au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	281	14	(0)	(4)	(13)	278
- aux autres charges (1)	1 107	3 558 ⁽¹⁾	(3 277) ⁽¹⁾	(15)	-	1 373
Provisions pour autres charges	1 424	3 601	(3 300)	(21)	(13)	1 691

(1) Les provisions pour autres charges comprennent la comptabilisation d'une dotation de provision d'exploitation pour un montant de 2 749 millions d'euros de façon spécifique au 30 juin 2022 relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application. Cette provision a été reprise intégralement sur le deuxième semestre au fur et à mesure des achats et ventes réalisés (voir note 5 renvoi (2)).

Au 31 décembre 2022, une provision pour charges a été enregistrée au titre de négociations en cours sur un contrat significatif (voir note 26.1).

Par ailleurs, au 31 décembre 2021, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision au titre d'une procédure devant l'Autorité de la concurrence (ADLC) (voir note 12). Le 22 février 2022, dans le cadre d'une procédure de transaction, l'ADLC a sanctionné le Groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante. La provision a été reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 29.2).

29.2. PASSIFS ÉVENTUELS

Principes et méthodes comptables

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'évènements 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 2022 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certaines provisions nucléaires de long terme. Par un jugement du 29 août 2022, le Tribunal administratif de Montreuil a validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre.

En exécution de ce jugement, la Société a décaissé 297 millions d'euros (voir note 13.2) et a fait appel de la partie défavorable de la décision.

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 pourvue en cassation. Le pourvoi a été rejeté par la Cour de cassation le 11 mai 2022.

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 1^{er} 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 s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La procédure est toujours en cours.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à verser d'une part, à TotalEnergies 53,93 millions d'euros et d'autre part, 1,77 million d'euros à Ekwateur à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Priméo Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,73 million d'euros et 2,36 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Les autres procédures au fond sont toujours en cours.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Au 31 décembre 2021, le Groupe EDF faisait l'objet de quatre procédures (plainte Engie, plainte Réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence, qui sont décrites dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Le premier semestre 2022 a vu des développements significatifs s'agissant de la procédure qui faisait 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 avaient 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.

Le 22 février 2022, l'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. 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 TRVE Bleu, et d'autre part, de séparer les parcours de souscription par téléphone des clients et prospects au TRVE Bleu et des clients et prospects en offres de marché. Une provision avait été comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021 et a fait l'objet d'une reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 29.1).

Suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019, la procédure 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 première notification de griefs, puis le 8 juillet 2022 une notification de griefs complémentaire. Ces envois marquent la première étape d'une procédure contradictoire. La rapporteure auprès de l'ADLC a adressé à EDF le 15 février 2023 son rapport en réponse aux observations produites par les parties. Les parties ont deux mois pour formuler leurs observations sur ce rapport. La procédure contradictoire se poursuivra en 2023, sans préjuger de son issue finale.

Il n'y a pas eu de développement significatif sur les deux autres procédures.

En outre, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à l'encontre d'EDF par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC 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. L'ANODE a fait appel de cette décision le 1^{er} mars 2022 devant la Cour d'appel de Paris et, en parallèle, EDF a introduit une déclaration d'intervention volontaire le 30 mars 2022. Par un arrêt du 3 novembre 2022, la Cour d'appel a déclaré irrecevable l'intervention volontaire d'EDF, considérant que l'ADLC n'aurait pas dû notifier à EDF la décision rejetant la demande de l'ANODE. EDF a déposé, le 30 novembre 2022, un pourvoi en cassation relatif à cette décision d'irrecevabilité de la Cour d'appel. La procédure d'appel sur le fond à l'encontre de la décision de l'ADLC du 18 janvier 2022 est toujours en cours.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale. EDF estime, qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF.

Par ailleurs, EDF fait régulièrement l'objet de contrôles et de vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF, certains sont actuellement en cours.

Note 30. DETTES

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2022	Montant brut au 31/12/2021
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	2 000	11 725	34 489	48 214	47 572
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	350	15 875	1 450	17 675	1 391
Autres emprunts	19 953	6	1	19 960	6 812
Dettes financières diverses					
- avances sur consommation	-	5	22	27	26
- autres dettes	6 237	400	-	6 637	1 697
Dettes financières (voir note 31)	28 540	28 011	35 962	92 513	57 498
Avances et acomptes reçus des clients (1)	8 164	-	-	8 164	7 499
Dettes fournisseurs et comptes rattachés (2)	16 690	-	53	16 743	10 996
Dettes fiscales et sociales (3)	6 697	-	-	6 697	8 630
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 244	-	-	2 244	2 070
Comptes créditeurs (4)	25 374	4	3 157	28 535	18 619
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	51 005	4	3 210	54 219	40 315
Instruments de trésorerie (5)	2 739	889	806	4 434	4 239
Produits constatés d'avance (6)	533	926	1 490	2 949	3 075
Total dettes	90 981	29 830	41 468	162 279	112 626

- (1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022 (7 071 millions d'euros au 31 décembre 2021).
- (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 2022, ce poste inclut un montant de 60 millions d'euros au titre de la TICFE-CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 457 millions d'euros au 31 décembre 2021). Cette variation s'explique par la baisse de la TICFE-CSPE appliquée depuis le 1^{er} février 2022 à tous les consommateurs au TRVE et en offres de marché, dans le cadre du bouclier tarifaire (voir note 3.1).
- (4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales. Au 31 décembre 2022, les comptes créditeurs comprennent également une dette de 6 074 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre 294 millions d'euros au 31 décembre 2021.
- (5) Ils correspondent notamment aux pertes latentes sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (1 734 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 2 691 millions d'euros au 31 décembre 2021).
- (6) Au 31 décembre 2022, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF concernant les centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 777 millions d'euros (1 746 millions d'euros au 31 décembre 2021). 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.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF au titre de l'année 2022 s'élève à 808 millions d'euros. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. A contrario les charges de service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1).

Les montants encaissés sur l'année 2022 en provenance du Budget Général de l'État s'établissent à 6 602 millions d'euros (ce montant intègre un versement de 141 millions d'euros au titre des charges prévisionnelles 2022 du bouclier tarifaire gaz).

Ces compensations reçues de l'État en 2022 définies dans la loi de finances 2022 étaient assises sur la base des prix de marché 2021 et sont donc *in fine* bien supérieures aux charges de service public à couvrir au titre de 2022.

Au 31 décembre 2022, EDF constate ainsi une dette d'exploitation due à l'État de 6 074 millions d'euros (contre 294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 4.

Note 31. DETTES FINANCIÈRES

Principes et méthodes comptables

Les primes de remboursement et, le cas échéant, les primes d'émission sont étalées au compte de résultat par fractions égales (linéairement) sur la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Dans le cas particulier de l'émission des OCEANes réalisée en septembre 2020, EDF a décidé d'appliquer pour la comptabilisation de la prime d'émission la méthode dite de deux opérations distinctes et pour son amortissement la méthode des intérêts courus tel que prévu au Plan Comptable Général (PCG, art. 212-10).

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2021	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2022
Emprunts en euros	3 232	-	(350)	-	-	2 882
Emprunts en devises	11 028	-	-	541	-	11 569
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	18 183	3 000	(2 010)	-	-	19 173
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	15 129	-	(464)	(75)	-	14 590
Emprunts obligataires (1)	47 572	3 000	(2 824)	466	-	48 214
Emprunts long terme en euros	1 391	13 900	(149)	-	-	15 142
Emprunts long terme en devises	-	2 300	-	33	-	2 333
Emprunts court terme en euros	-	200	-	-	-	200
Emprunts auprès des établissements de crédit (2)	1 391	16 400	(149)	33	-	17 675
Titres de créances négociables en euros	4 462	5 136	-	-	-	9 598
Titres de créances négociables en devises	645	452	-	(9)	-	1 088
Emprunts contractuels à caractère financier	1 705	23 989	(16 417)	(3)	-	9 274
Autres emprunts (3)	6 812	29 577	(16 417)	(12)	-	19 960
Total emprunts	55 775	48 977	(19 390)	487	-	85 849
Avances sur consommation	26	-	-	-	1	27
Autres dettes financières diverses	785	3 667	(298)	409	1 149	5 712 ⁽⁴⁾
Comptes bancaires créditeurs	91	-	-	-	(54)	37
Débits bancaires différés	8	-	-	-	10	18
Intérêts à payer	813	-	-	-	57	870
Total autres dettes financières diverses	1 697	3 667	(298)	409	1 162	6 637
Total dettes financières	57 498	52 644	(19 688)	896	1 163	92 513

- (1) L'augmentation du poste résulte de l'émission d'obligations sénior multi-tranches, dont une verte, pour un montant de 3 000 millions d'euros (voir note 2.2.4), partiellement compensée par des remboursements d'emprunts pour un montant de (2 824) millions d'euros et un effet change pour un montant de 466 millions d'euros.
- (2) Ils comprennent des tirages sur des lignes de crédit bilatérales conclues sur le premier semestre 2022 pour un montant de 10,25 milliards d'euros et 2,2 milliards de dollars (soit 2 milliards d'euros) (voir note 2.2.2) ainsi que 3,1 milliards d'euros (voir notes 2.2.5 et 2.2.6) conclus sur le second semestre 2022. Ils comprennent par ailleurs des tirages sur des lignes de crédit accordées par la BEI à EDF SA (voir note 2.2.3), retournés ensuite vers Enedis pour un montant de 800 millions d'euros en nominal.
- (3) La variation s'explique par 5 579 millions d'euros résultant d'émissions de TCN nettes de remboursements (contre une variation de 2 822 millions d'euros sur l'exercice 2021) et 7 569 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques ayant donné lieu à une trésorerie encaissée.
- (4) Elles comprennent principalement 1 966 millions d'euros (2 098 millions d'USD au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 29 janvier 2023 sur la souche 2013), faisant suite au reclassement opéré par EDF des « autres fonds propres » en « dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir note 2.2.7 et note 23). Elles intègrent également un montant de 3,6 milliards d'euros, au titre de dépôts de garantie reçus par EDF SA, nécessaires à la réalisation de transactions sur le marché des obligations d'achats.

31.1. VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISES AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I - Euros		55 993	65			22 572		78 565	100	92
CHF	550	559	2	1	(550)	(559)	-	-	-	-
GBP	6 985	7 875	26	9	(2 600)	(2 931)	4 385	4 944	68	6
HKD	2 416	291	1	-	(2 416)	(291)	-	-	-	-
JPY	213 569	1 521	5	2	(175 000)	(1 244)	38 569	277	4	-
NOK	1 000	95	-	-	(1 000)	(95)	-	-	-	-
USD	20 815	19 515	66	23	(18 615)	(17 452)	2 200	2 063	28	2
Total II - Autres devises		29 856	100	35		(22 572)		7 284	100	8
TOTAL I+II		85 849	100			-		85 849	100	100

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 33.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

31.2. VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TYPE DE TAUX D'INTÉRÊT AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	% 31/12/2022	% 31/12/2021	Montants	Montants	% 31/12/2022	% 31/12/2021
Emprunts Long Terme et EMT	49 950			(21 932)	28 018		
Emprunts Court Terme	13 338				13 338		
Dettes à taux fixe	63 288	74	99	(21 932)	41 356	49	70
Emprunts Long Terme et EMT	15 739			21 932	37 671		
Emprunts Court Terme	6 822				6 822		
Dettes à taux variable	22 561	26	1	21 932	44 493	51	30
TOTAL	85 849	100	100	-	85 849	100	100

Note 32. ÉCARTS DE CONVERSION-PASSIF

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2022 un gain latent de change de 575 millions d'euros (260 millions d'euros au 31 décembre 2021) dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des *cross currency swaps* et 301 millions d'euros concernant des emprunts en dollars intégralement couverts par des *cross currency swaps*.

AUTRES INFORMATIONS

Note 33. INSTRUMENTS FINANCIERS

Principes et méthodes comptables

Instruments dérivés

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1^{er} janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1^{er} janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

33.1. ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS AUX DÉRIVÉS DE CHANGE, DE TAUX D'INTÉRÊT ET DE RISQUE SUR MATIÈRES PREMIÈRES

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022		31/12/2021	
	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	16 196	16 196	9 323
	USD	4 335	4 335	3 576
	GBP	3 794	3 794	4 481
Sous-total		24 325	24 325	17 380
2-Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
	EUR	47 257	42 586	41 265
	CAD	168	391	136
	USD	28 772	27 583	23 312
	GBP	11 990	16 577	9 354
	CHF	255	557	142
	ILS	757	757	440
	PLN	206	250	213
	JPY	388	851	123
	CNY	1 095	1 095	1 075
	MXN	128	128	105
	Autres	534	644	249
Swaps de capitaux long terme				
	EUR	3 785	36 262	3 821
	JPY	1 244	57	1 051
	USD	18 143	1 891	17 118
	GBP	17 298	2 208	17 505
	CHF	559	-	532
	ILS	77	77	90
	PLN	10	24	12
	NOK	95	-	100
	HKD	291	-	274
Sous-total		133 052	131 938	116 917
3-Swaps de titrisation		-	-	-
4-Opérations sur valeurs mobilières				
Achats et ventes d'options sur titres				
Total des engagements hors bilan financiers		157 377	156 263	134 297
5-Swaps sur matières premières				
Produits pétroliers <i>(en milliers de barils)</i>		5 392	5 392	7 168
Charbon <i>(en millions de tonnes)</i>		-	0	-
Produits électricité <i>(en TWh)</i>		15	11	-

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats convertis en euros ou exprimés en euros sur la base du cours de change du 31 décembre 2022 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas). Pour les matières premières, les montants correspondent au nominal couvert, dans l'unité de mesure d'énergie de la matière première.

33.2. INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux (1)	252	130
Instruments de change	(607)	511
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	730	739
Instruments de change	(95)	(82)

(1) Y compris les intérêts sur les *swaps*.

33.3. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés, dont les nominaux figurent en hors bilan, comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable en résultant et la juste valeur de marché de ces instruments donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur de marché des instruments financiers dérivés, dont les nominaux figurent hors bilan au 31 décembre 2022 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
- <i>Swaps</i> de taux	85	283
Opérations de couverture du risque de change		
- Opérations de change à terme, <i>swaps</i> de change et options de change	(242)	86
- <i>Cross Currency Swaps</i>	1 143	1 822
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
- Produits pétroliers	-	(15)
- Charbon	-	1
- Produits électricité	-	4 877
Total	986	7 054

Note 34. AUTRES ENGAGEMENTS ET OPÉRATIONS HORS BILAN

Au 31 décembre 2022, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)	Echéances				31/12/2022	31/12/2021
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	25 752	22 863	9 782	11 086	69 483	55 729
Engagements liés aux opérations d'exploitation	15 758	15 630	9 521	8 697	49 606	41 850
- Engagements d'achats de combustible et d'énergie	10 811	11 781	8 978	6 975	38 545	33 436
- Autres engagements liés à l'exploitation	4 947	3 849	543	1 722	11 061	8 414
Engagements liés aux opérations d'investissement	2 722	3 394	253	32	6 401	6 503
Engagements liés aux opérations de financement	7 272	3 839	8	2 357	13 476	7 376
Engagements hors bilan reçus	3 934	11 882	256	307	16 379	15 157
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 260	749	256	307	2 572	2 645
Engagements liés aux opérations d'investissement	40	39	-	-	79	73
Engagements liés aux opérations de financement	2 634	11 094	-	-	13 728	12 439

34.1. ENGAGEMENTS DONNÉS

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

34.1.1. ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation, des contrats à long terme d'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Au 31 décembre 2022, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Echéances				31/12/2022	31/12/2021
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	8 686	5 496	3 837	5 675	23 694	18 792
Achats de combustible nucléaire	2 125	6 285	5 141	1 300	14 851	14 644
Engagements d'achats d'électricité et de combustible nucléaire	10 811	11 781	8 978	6 975	38 545	33 436

Achats d'électricité et de services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 50 TWh pour l'exercice 2022 (54 TWh pour 2021), dont 6 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2021), 22 TWh au titre de l'éolien (25 TWh pour 2021), 13 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2021) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2021).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

34.1.2. AUTRES ENGAGEMENTS LIÉS A L'EXPLOITATION

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

34.1.3. ENGAGEMENTS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

34.1.4. ENGAGEMENTS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales. La hausse de ces engagements concerne principalement EDF Trading pour 2 841 millions d'euros (dont financement des appels de marge sur le marché de l'énergie pour 1 441 millions d'euros, et financement des obligations d'achats pour 1 400 millions d'euros), et EDF International pour 870 millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC.

34.2. ENGAGEMENTS REÇUS

34.2.1. ENGAGEMENTS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- 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.

34.2.2. ENGAGEMENTS LIÉS AUX OPERATIONS DE FINANCEMENT

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

34.3. AUTRES NATURES D'ENGAGEMENTS

34.3.1. ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 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 1^{er} janvier 2020 (voir note 3.1).

34.3.2. ACHATS DE GAZ ET SERVICES ASSOCIÉS

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes par an.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,7 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

EDF a signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée depuis 2018.

Note 35. INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES ET PARTIES LIÉES

35.1. RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

35.1.1. RELATIONS AVEC L'ÉTAT

L'État détient 89,01 % du capital d'EDF au 31 décembre 2022. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'offre intervenue le 3 février 2023. À l'issue de l'offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANES EDF en circulation (voir note 2.2.9). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANES EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Energie En Actions et l'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

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.

35.1.2. 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.

Engie a mis en demeure les communes de Bastia et d'Ajaccio de notifier l'attribution des concessions avant le 31 juillet 2023. À défaut, ils mettront fin à l'exploitation du GPL en Corse.

35.1.3. RELATIONS AVEC LES ENTREPRISES DU SECTEUR PUBLIC

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage des combustibles usés).

Sur l'amont du cycle :

Plusieurs accords importants sont en place entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement (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 26.

Note 36. RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi et ne perçoivent donc pas de rémunération à ce titre.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toutes natures versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2021 et 2022 se décompose comme suit :

<i>(en euros)</i>	2022	2021
Jean-Bernard LEVY, Président-Directeur Général (1)	407 333	453 660
Luc REMONT, Président-Directeur Général (2)	47 727	n.a
Administrateurs (3)	437 367 ⁽⁴⁾	436 934 ⁽⁵⁾

(1) Le Conseil d'administration réuni le 17 février 2022 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle de Jean-Bernard LEVY à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2022, identique à la rémunération fixe annuelle brute fixée pour l'exercice 2021. Le Président-Directeur Général a en outre bénéficié d'avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

(2) Le Conseil d'administration réuni le 18 novembre 2022 a décidé, sous réserve de la nomination de Luc REMONT en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République, intervenue le 23 novembre 2022, de fixer à 450 000 euros bruts sa rémunération fixe annuelle au titre de l'exercice 2022, calculée *pro rata temporis* à compter de sa nomination en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret. Luc REMONT bénéficie par ailleurs d'avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

(3) L'Assemblée Générale des actionnaires du 12 mai 2022 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 2022, identique à l'enveloppe annuelle qui avait été approuvée pour l'exercice 2021 par l'Assemblée Générale du 6 mai 2021.

(4) Ce montant inclut des rémunérations versées en 2022, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours des exercices 2021 et 2022, pour un montant total de 109 140 euros.

(5) Ce montant inclut des 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 total de 35 505 euros.

Note 37. ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Hormis l'émission d'obligations précisée ci-dessous, aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, à l'exception de ceux mentionnés dans les notes 2.2.9, 3.1, 22.1, 22.3, 29.2 et 35.1.1.

37.1. ÉMISSION D'OBLIGATIONS SENIOR MULTI-TRANCHES POUR UN MONTANT NOMINAL DE 2 MILLIARDS D'EUROS ET DE 950 MILLIONS DE LIVRES STERLING

Le 19 janvier 2023, EDF a lancé une émission d'obligations senior en 4 tranches, pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling :

- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,25 % ;
- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 % ;
- Obligation de 450 millions de livres sterling, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,5 % ;
- Obligation de 500 millions de livres sterling, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.

Le règlement-livraison est intervenu le 25 janvier 2023, date à laquelle les obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.