



Société anonyme  
au capital de 2 084 809 296,50 euros  
Siège social : 22-30, avenue de Wagram  
75382 Paris cedex 08  
552 081 317 RCS Paris

# Groupe EDF

## RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2023

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 26 juillet 2023 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023 qui y sont inclus.

Ce rapport contient des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent Rapport financier semestriel et les déclarations ou informations figurant dans le présent Rapport financier semestriel pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Rapport financier semestriel, notamment dans la section 6 « Perspectives Financières » du Rapport semestriel d'activité, sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise » du Document d'enregistrement universel du groupe EDF pour l'année 2022.

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris la Direction du Groupe. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent Rapport financier semestriel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles.

## **SOMMAIRE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL**

- 1. DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2023**
- 2. RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2023**
- 3. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2023 (PÉRIODE DU 1<sup>er</sup> JANVIER AU 30 JUIN 2023)**
- 4. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2023**

## DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2023

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes consolidés résumés pour le semestre écoulé sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société et de l'ensemble des entreprises comprises dans le périmètre de consolidation, et que le Rapport semestriel d'activité ci-joint présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

À Paris, le 26 juillet 2023

M. Luc Rémont

Président-Directeur Général d'EDF

# RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2023

## SOMMAIRE DÉTAILLÉ

NOTE 1 FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS	6
NOTE 2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE	8
2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	8
2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel	11
2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	12
2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie	12
NOTE 3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS	13
3.1 Environnement réglementaire	13
3.2 Gouvernement d'entreprise	13
NOTE 4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2023 ET 2022	14
4.1 Chiffre d'affaires	14
4.2 EBE	17
4.3 Résultat d'exploitation	20
4.4 Résultat financier	20
4.5 Impôts sur les résultats	21
4.6 Résultat net courant	21
4.7 Résultat net part du Groupe	21
NOTE 5 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS	22
5.1 Endettement financier net	22
5.2 Cash-flow généré par les opérations	23
5.3 Cash-flow Groupe	24
5.4 Effet de la variation de change	25
5.5 Autres variations non monétaires	25
NOTE 6 PERSPECTIVES FINANCIÈRES	25
NOTE 7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	25
7.1 Gestion et contrôle des risques financiers	25
7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies	30
NOTE 8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	31
NOTE 9 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2023	32
NOTE 10 FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS	32
NOTE 11 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE	32

## Note 1 FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS

### EBE en forte hausse et stabilisation de la dette financière nette Retour progressif à une meilleure disponibilité du parc nucléaire Bonne performance opérationnelle globale

#### Nucléaire

- ◇ Corrosion sous contrainte : l'ASN a considéré approprié le calendrier proposé par EDF en mars 2023 dans le cadre de l'évolution de la stratégie de contrôles, afin de tenir compte des éléments identifiés sur la soudure réparée de Penly 1<sup>(1)</sup>
- ◇ L'estimation de production nucléaire en France est confirmée dans la fourchette 300-330 TWh pour 2023 et à 315-345 TWh pour 2024. Elle est à 335-365 TWh pour 2025<sup>(2)</sup>
- ◇ Création de la filiale NUWARD pour accompagner le développement du SMR et son passage de la phase d'avant-projet sommaire à celle de Basic Design
- ◇ Dépôt des demandes d'autorisation pour construire la 1ère paire de réacteurs EPR2 sur le site de Penly en Normandie
- ◇ Le site de Bugey choisi pour accueillir 2 futurs EPR2, après le choix de Penly et Gravelines
- ◇ Flamanville 3 : maintien de l'objectif de chargement du combustible au 1<sup>er</sup> trimestre 2024 et remplacement du couvercle de la cuve à l'issue du 1<sup>er</sup> cycle d'exploitation (2<sup>ème</sup> semestre 2025)
- ◇ Hinkley Point C : livraison de la cuve du réacteur n°1 et achèvement de l'enceinte de confinement interne en béton de l'Unité 1.

#### Hydraulique

- ◇ Début de la mise en eau du barrage de Nachtigal au Cameroun (420 MW)
- ◇ Sélection d'EDF en consortium pour le développement du barrage de Mphanda Nkuwa au Mozambique (1,5 GW)

#### Renouvelables

- ◇ EDF lauréat en partenariat de l'appel d'offres du projet éolien en mer Manche Normandie en France d'une capacité de 1 GW

#### Thermique

- ◇ Fermeture définitive de la dernière centrale à charbon d'EDF au Royaume-Uni, West Burton A, le 31 mars 2023

#### Clients

- ◇ Annonce d'une hausse du TRV de 10 % au 1<sup>er</sup> août 2023 en lien avec la fin progressive du bouclier tarifaire, sans impact significatif en EBE, le bouclier tarifaire étant financé par le mécanisme de CSPE

#### ENEDIS

- ◇ Annonce de perspectives d'investissements de 96 Mds€ d'ici à 2040 dans le cadre du Plan de Développement de Réseau. Accélération des investissements de 4,4 Mds€ en 2022 à 5 Mds€ par an à horizon 2032<sup>(3)</sup>, liée aux raccordements d'installations d'énergies renouvelables et d'infrastructures de recharge des véhicules électriques
- ◇ Enedis devient entreprise à mission et inscrit sa raison d'être dans ses statuts « Agir pour un service public de la distribution d'électricité innovant, performant et solidaire. Raccorder la société au défi collectif d'un monde durable »

#### Dalkia

- ◇ Inauguration d'un réseau de chaleur bas carbone par géothermie en région parisienne, alimenté à 77 % par des énergies renouvelables, 11 000 tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par an

#### Edison

- ◇ Inauguration du CCG de 780 MW Marghera Levante. Il permettant une réduction de 30% des émissions de CO<sub>2</sub> vs la moyenne du parc thermique en Italie et a la capacité technologique à utiliser jusqu'à 50% d'hydrogène

#### Finalisation de l'offre publique d'achat simplifiée

- ◇ Acquisition de l'intégralité du capital d'EDF par l'Etat lors du retrait obligatoire le 8 juin 2023

#### Financement

- ◇ Mise en œuvre du programme de financement 2023 : émissions de ~6 Mds€ d'obligations senior sur divers marchés et de 1,5 Md\$ d'obligations hybrides pendant le semestre
- ◇ Conversion en capital de toutes les OCEANE à échéance 2024 pour 2,4 Mds€
- ◇ Confirmation de la notation financière avec une perspective stable par les 3 agences S&P, Moody's et Fitch <sup>(4)</sup>

(1) Voir le communiqué de presse de l'ASN du 25 avril 2023.

(2) Estimation de production nucléaire relative à son parc actuellement en service.

(3) Chiffres en euros 2021.

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

## Chiffres clés du Groupe du premier semestre 2023

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023.

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2023	1 <sup>er</sup> semestre 2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	75 499	66 262	9 237	13,9	14,4
EBE	16 106	2 672	13 434	n.a.	n.a.
Résultat d'exploitation	8 614	(4 496)	13 110	n.a.	n.a.
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	7 084	(7 443)	14 527	n.a.	n.a.
Résultat net part du Groupe	5 808	(5 293)	11 101	n.a.	n.a.
Résultat net courant <sup>(1)</sup>	6 267	(1 312)	7 579	n.a.	n.a.
Cash-flow Groupe <sup>(2)</sup>	(1 589)	(3 981)	2 392	n.a.	n.a.
Endettement financier net <sup>(3)</sup>	64 796	42 771	22 025	51,5	51,5

*n.a* : non applicable

- (1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir la section 4.6 « Résultat net courant »).
- (2) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et les investissements relatifs aux projets Hinkley Point C et Linky (voir la section 5).
- (3) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe (voir la section 5.1).

## Note 2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

### 2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

#### Prix spot de l'électricité en Europe <sup>(1)</sup>

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2023 en base (€/MWh)	110,8	123,2	137,5	110,0
Variation 2023/2022 des moyennes en base sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 51,6 %	- 41,3 %	- 45,2 %	- 45,2 %
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2023 en pointe (€/MWh)	121,7	133,4	148,1	120,0
Variation 2023/2022 des moyennes en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 51,8 %	- 42,6 %	- 45,8 %	- 45,4 %

En France, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 110,8 €/MWh en base et à 121,7 €/MWh en pointe au premier semestre 2023, en baisse respectivement de 118,1 €/MWh et 130,9 €/MWh par rapport au premier semestre 2022 qui avait connu une augmentation exceptionnelle. Ceci s'explique principalement par la baisse du prix des commodités, notamment ceux du gaz, par la baisse de la consommation (- 6,5 %) et par une production électrique française en hausse marquée par l'augmentation des productions éolienne (+ 27,1 %) et solaire (+ 23,2 %).

En effet, au premier trimestre, l'augmentation de la production électrique a été portée par des niveaux particulièrement élevés de production éolienne (+ 87,4 % en janvier 2023 vs janvier 2022) avec des records de production atteints proches des 15 GW. Au second trimestre, l'augmentation a été portée par la hausse significative de la production nucléaire (+ 16,8 % vs T2 2022). En revanche, l'utilisation des actifs thermiques à flamme est en recul sur tout le premier semestre pour le gaz (- 21,6 % vs S1 2022) comme pour le charbon (- 65,0 % vs S1 2022).

La France a été exportatrice nette au premier semestre (+ 18,1 TWh) alors qu'elle avait été importatrice au premier semestre 2022. En effet, la production électrique a augmenté pour atteindre 238,3 TWh au premier semestre malgré une diminution de la demande qui s'est établie à 220,4 TWh. Cela a permis à la fois une augmentation des exports (+57,0 % vs S1 2022) et une baisse des imports (- 13,8 % vs. S1 2022). Les exports se sont principalement dirigés vers le Royaume-Uni (11,3 TWh), l'Italie, la Suisse (chacune 10,9 TWh) et la zone CWE (8,7 TWh). Les imports étaient en provenance principalement de la zone CWE (12,8 TWh) et d'Espagne (7,1 TWh).

Au Royaume-Uni, les prix spot moyens de l'électricité ont également baissé de 86,6 €/MWh en base par rapport au premier semestre 2022 s'établissant en moyenne à 123,2 €/MWh. La baisse s'observe tout au long du semestre, principalement en lien avec la détente observée sur le marché du gaz et du charbon et la hausse progressive des températures.

En Italie, les prix spot moyens ont perdu 113,6 €/MWh par rapport au premier semestre 2022 pour s'établir en moyenne à 137,5 €/MWh, en lien avec la détente générale des marchés des commodités.

En Belgique, les prix spot ont baissé de 90,9 €/MWh rapport au premier semestre 2022, s'établissant en moyenne à 110,0 €/MWh. Le prix SPOT a été particulièrement volatile, s'établissant dans une large bande entre 13 €/MWh et 205 €/MWh au premier semestre du fait de la variabilité de la production renouvelable notamment éolienne.

A noter que les prix spot ont été négatifs plusieurs jours au cours des mois de mai et juin, pendant plusieurs heures dans différents pays européens. A titre d'exemple, le prix spot au Pays-Bas était de - 236 €/MWh le 28 mai à 13h et le prix SPOT Suisse était de - 21,6 €/MWh le 11 juin à 13h. Ces prix négatifs s'expliquent principalement par une consommation faible combinée à une forte production éolienne et solaire. En France par exemple, le minimum spot (- 37,1 €/MWh le 28 mai) a été atteint alors que la production solaire atteignait presque son maximum sur la période.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;

**Belgique** : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;

**Royaume-Uni** : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;

**Italie** : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

## Prix à terme de l'électricité en Europe <sup>(1)</sup>

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2024 à terme en base sur le premier semestre 2023 (€/MWh)	189,3	157,4	156,3	137,3
Variation 2023/2022 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 15,9 %	- 28,6%	- 15,4 %	- 14,8 %
Prix à terme du contrat annuel 2024 en base au 30 juin 2023 (€/MWh)	174,33	139,78	151,26	135,93
Moyenne du prix du contrat annuel 2024 à terme en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre 2023 (€/MWh)	299,5	190,0	179,7	159,1
Variation 2023/2022 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 17,1 %	- 27,6%	- 12,0 %	- 18,6 %
Prix à terme du contrat annuel 2024 en pointe au 30 juin 2023 (€/MWh)	274,30	161,47	171,26	157,50

Partout en Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en baisse en moyenne principalement du fait de la détente des marchés des commodités (gaz, charbon, CO<sub>2</sub>).

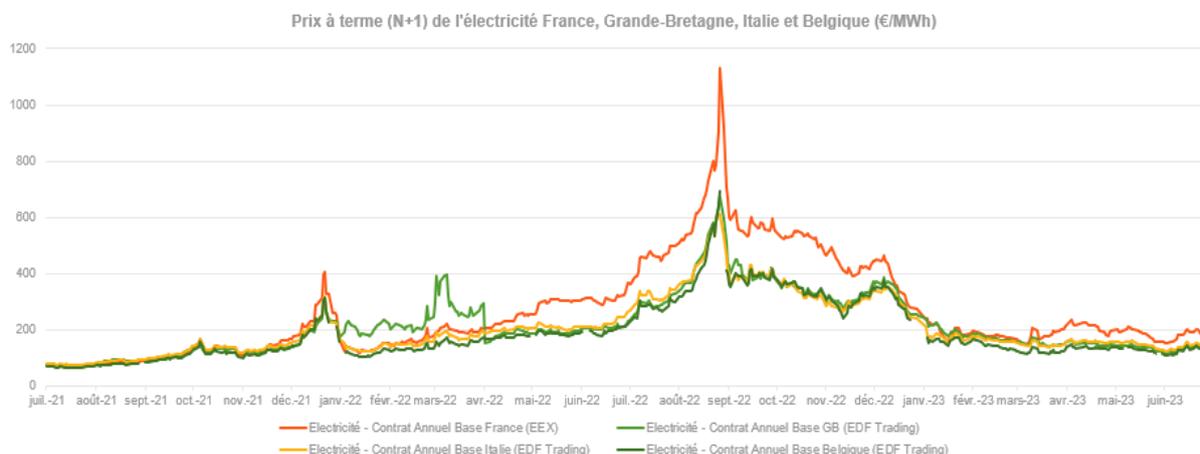
En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 189,3 €/MWh au premier semestre, en baisse de 15,9 % par rapport au premier semestre 2022. Le marché a intégré tout au long du semestre plusieurs facteurs : le recul des cours du gaz et du charbon, une baisse pérenne de la demande ainsi que le retour de plusieurs tranches nucléaires. Cependant, les dynamiques restent différentes pour les produits estivaux et hivernaux. Le produit 2024Q1 en particulier a connu une volatilité très importante au premier semestre évoluant dans une large bande entre 222,0 €/MWh et 453,0 €/MWh, impacté par les communications autour du phénomène de corrosion sous contrainte.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1<sup>er</sup> avril N+1 au 31 mars N+2, a perdu 28,6 % pour s'établir à 157,4 €/MWh en moyenne sur le premier semestre 2023. Le prix a connu une baisse progressive sur toute la période dans le sillage du prix des commodités.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en baisse, s'établissant en moyenne à un prix de 156,3 €/MWh sur le premier semestre 2023 soit - 15,4 % par rapport au premier semestre 2022. L'évolution a également été portée par la détente du prix des commodités.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en baisse de 14,8 % par rapport au premier semestre 2022, s'établissant en moyenne à 137,3 €/MWh en moyenne. Le produit annuel belge a été relativement stable sur la période par rapport aux produits équivalents européens précédemment cités.

### Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1) en €/MWh



### Évolution du prix des quotas d'émission de CO<sub>2</sub>

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 93,5 €/t au premier semestre 2023 (+ 9,5 % ou + 8,1 €/t vs S1 2022). Il a été marqué par une forte volatilité et des prix relativement hauts tout au long du semestre, s'échangeant dans une bande comprise entre 81,2 €/t et 105,1 €/t (record historique atteint le 27 février).

La forte volatilité du marché du quota a eu lieu de façon décorrélée des tendances des prix des commodités reflétant sa nature parfois spéculative. Ainsi, le marché a réagi aux événements concernant le secteur bancaire courant mars, et notamment à la faillite de la Silicon Valley Bank aux Etats-Unis ce qui révèle l'influence des prises de positions d'acteurs purement financiers.

De façon générale, les prix se sont maintenus à des niveaux hauts en partie du fait de l'action de la MSR (*Market Stability Reserve*) qui

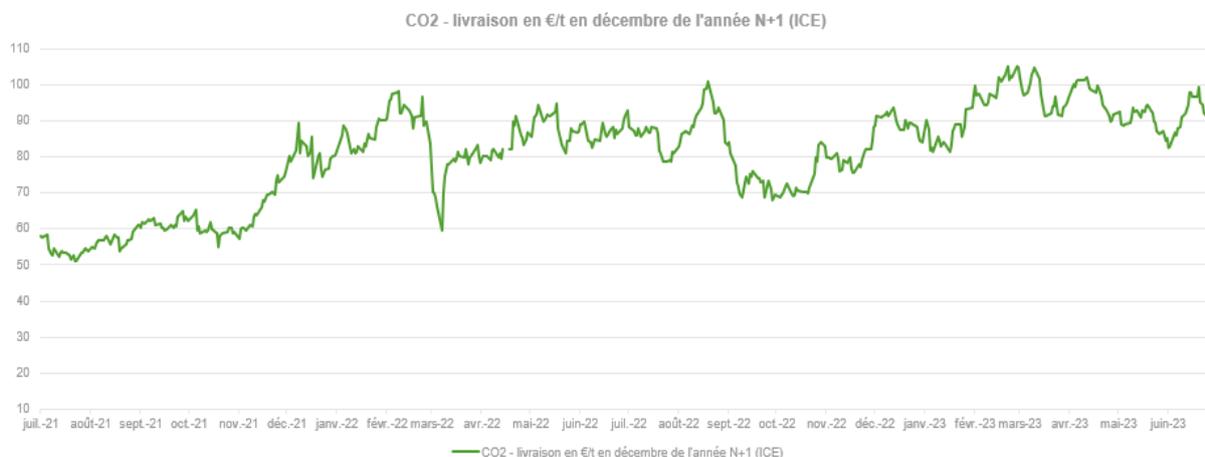
(1) **France** : cotation EEX de l'année suivante ;

**Belgique et Italie** : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;

**Royaume-Uni** : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2022 puis avril 2023 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1<sup>er</sup> avril au 31 mars).

apporte un cadre législatif et une vision long terme pour les volumes des quotas échangés. Le Parlement européen a en effet annoncé, courant mars, le maintien à hauteur de 24 % du rythme de retrait du surplus de quotas de CO<sub>2</sub> du marché vers la MSR contre 12 % initialement prévu sur la période 2024-2030. Ce soutien législatif a pour but d'améliorer la résistance du système aux chocs majeurs, en ajustant l'offre de quotas à mettre aux enchères. De la même façon, le marché a réagi à la hausse après l'annonce courant mai par la Commission Européenne du report à 2024 de la mise aux enchères de certains quotas du Fond d'Innovation du projet REPowerEU.

### Évolution du prix des quotas de CO<sub>2</sub> en €/t – livraisons en €/t en décembre de l'année N+1 <sup>(1)</sup>



### Prix des combustibles fossiles <sup>(2)</sup>

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2023	133,6	80,0	52,6
Variation 2023/2022 des moyennes sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 28,6 %	- 23,8 %	- 29,7 %
Plus haut au 1 <sup>er</sup> semestre 2023	178,0	88,2	72,0
Plus bas au 1 <sup>er</sup> semestre 2023	92,1	71,8	39,7
Prix au 30 juin 2023	122,9	74,9	50,1
Prix au 30 juin 2022	252,0	114,8	109,9

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 133,6 \$/t au premier semestre 2023 (- 28,6 % ou - 53,5 \$/t vs S1 2022). Depuis le début de l'année, le cours a suivi une tendance baissière portée par une moindre sollicitation des actifs charbon grâce à des températures clémentes, un approvisionnement robuste et des stocks hauts. Le produit pour l'année N+1 a atteint fin mai son niveau de janvier 2022, c'est-à-dire avant le conflit Russo-Ukrainien.

Le premier semestre 2023 confirme le succès de la stratégie de diversification de l'Europe à la suite de l'embargo sur le charbon. Les craintes sur l'approvisionnement en gaz se sont également atténuées tout au long du semestre entraînant la détente du marché du charbon. Les stocks sont restés hauts dans les trois ports principaux européens ARA (Amsterdam, Rotterdam et Antwerp). A cela s'est ajoutée une production éolienne satisfaisante qui a limité l'utilisation des moyens charbon sur la période. Enfin la baisse des prix du gaz a favorisé celle des prix du charbon.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 80,0 \$/bbl au S1 2023 (- 23,8 % ou - 25,0 \$/bbl vs S1 2022). Le marché n'a pas suivi de tendance claire au premier semestre et a réagi à plusieurs annonces, à la hausse comme à la baisse.

En début de semestre, la levée des restrictions liées au Covid en Chine a fait bondir les cours en lien avec la reprise des déplacements. A l'inverse, la faillite de trois banques américaines (Silvergate Bank, Silicon Valley Bank et Signature Bank) et les difficultés rencontrées par Crédit Suisse en mars ont fait s'effondrer les cours qui ont atteint, le 17 mars, leur plus bas niveau depuis près de 15 mois. En réaction, 8 des 23 producteurs de l'OPEP+ ont annoncé le 2 avril, réduire leur production. Cette coupe a été maintenue et prolongée jusqu'à la fin 2024. Par ailleurs, les prévisions de la demande mondiale de pétrole publiées par l'OPEP annoncent toujours une croissance par rapport à 2022.

Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 52,6 €/MWh, en net recul au premier semestre 2022 (- 29,7 % ou - 22,3 €/MWh vs S1 2022).

La détente observée sur les marchés gaziers tout au long du premier semestre est liée à la combinaison de plusieurs facteurs :

- Le maintien de niveaux de stocks historiquement élevés a progressivement rassuré les acteurs quant à la capacité de l'Europe à remplir ses stocks avant l'hiver. Les taux de remplissage des stocks s'élèvent fin juin à 77% pour l'Europe et à 62% pour la France.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase IV (2021-2030).

(2) **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US\$/t) ;

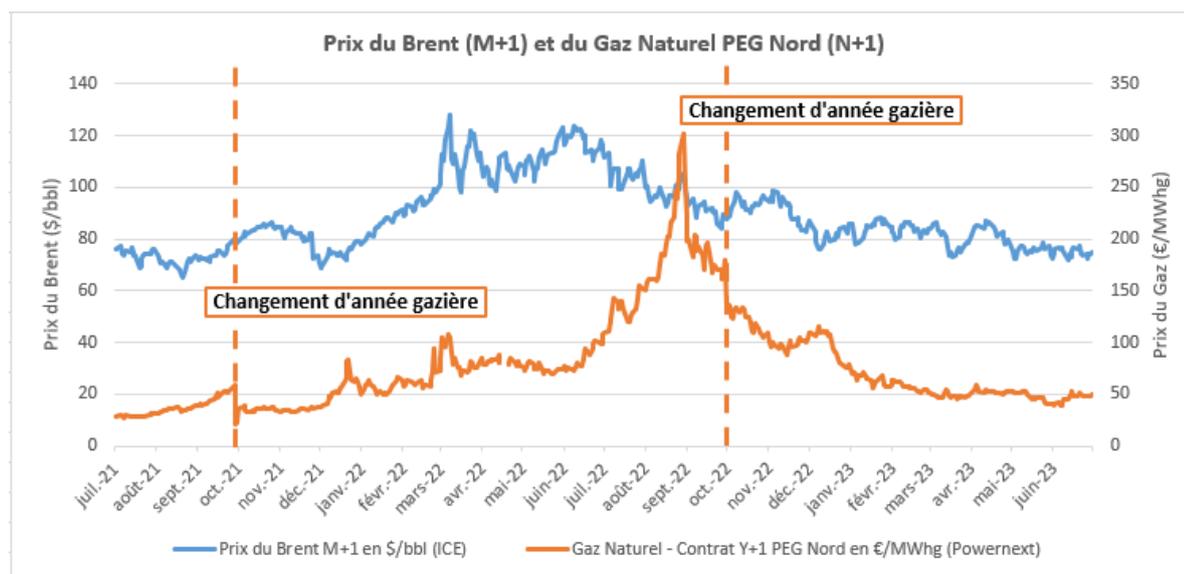
**Pétrole** : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month - en US\$/baril) ;

**Gaz naturel** : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord - en €/MWhg).

- Les arrivées de GNL sont restées robustes tout au long du semestre, témoignant de la diversification des imports de gaz en réponse aux décisions prises contre la Russie. En France, le mois de mars a été marqué par la grève des quatre terminaux gaziers qui a ralenti temporairement le remplissage des stocks mais n'a pas affecté le cours car les cargos ont pu décharger dans d'autres ports européens.
- Les températures légèrement au-dessus des normales de saison ainsi qu'une sobriété pérenne ont entraîné une baisse de la consommation ainsi qu'un moindre soutirage des stockages.

Plusieurs éléments viennent nuancer cette détente générale. D'une part, on observe un spread entre le produit hiver et le produit été. Il reflète des craintes persistantes sur l'hiver prochain malgré des prévisions de stocks remplis avant le début de l'hiver. Les craintes portent principalement sur le niveau des températures et de la production éolienne et une possible compétition accrue avec l'Asie pour le GNL pour la période hivernale.

## Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole



## 2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

### Consommation d'électricité et de gaz en France

La **consommation d'électricité** en France du premier semestre 2023 affiche une baisse très prononcée de - 13,1 TWh (- 5,5 %) par rapport au 1<sup>er</sup> semestre 2022. La sobriété énergétique encouragée par les pouvoirs publics et les baisses d'activité dans certains secteurs ont généré une réduction de la consommation d'environ - 14 TWh. L'écart relatif des températures a eu un faible impact estimé à + 1,2 TWh.

La **consommation de gaz** au premier semestre 2023 est en baisse de 26,9 TWh (- 11,1 %) par rapport au premier semestre 2022, avec un effet plus important au second trimestre (- 13,7 %) qu'au premier (- 9,8 %). La sobriété énergétique et les baisses d'activité dans certains secteurs sont, là aussi, le principal moteur de cette tendance.

### Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

La consommation d'**électricité au Royaume-Uni** a diminué d'environ 3 % au premier semestre 2023 par rapport au premier semestre 2022, alors que la **consommation de gaz** a diminué d'environ 8% (données non corrigées de l'effet climat). Ces évolutions se sont inscrites dans un environnement de forte hausse des prix de l'énergie pour les consommateurs.

### Consommation d'électricité et de gaz en Italie

Au premier semestre 2023, la **consommation d'électricité** en Italie s'est établie à 150,5 TWh, en réduction de 5,3 % par rapport à premier semestre 2022. Cette baisse s'explique par l'incidence des prix élevés, la baisse de la demande des consommateurs industriels et la forte progression de l'autoconsommation. Les températures douces ont également contribué à réduire la consommation.

La **consommation de gaz naturel** en Italie s'est établie en baisse de 15,2 % par rapport au premier semestre 2022. La consommation résidentielle a baissé de 14,7% en raison du climat doux et de la sobriété énergétique encouragée par le gouvernement italien. La consommation industrielle a diminué quant à elle de 10,7% en raison principalement de la forte augmentation des prix.

## 2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, en ce qui concerne l'année 2023, l'Etat français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles. Ainsi les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels ont augmenté, le 1er février 2023, de 15% TTC (soit 20,0% HT et 19,9% HT respectivement).

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz (SVT - *Standard Variable Tariff*) est en place depuis le 1er janvier 2019. Il est mis à jour tous les 3 mois afin de refléter les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs.

Suivant la baisse des prix de marché depuis le début de l'année, le niveau du plafond a été réduit de 23% au 1er avril 2023 puis de 37% au 1er juillet (le plafond passant alors à 2 074 £/an pour un client résidentiel électricité et gaz type).

Par ailleurs, face au niveau particulièrement élevé du plafond SVT (4 279 £/an au 1er janvier 2023), le gouvernement britannique a instauré un dispositif de plafonnement des factures d'électricité et de gaz (*Energy Price Guarantee*). Il prévoit que la différence avec le niveau du tarif SVT est prise en charge par le gouvernement. La part maximale restant à la charge d'un client résidentiel type a ainsi été fixée à 2 500 £/an entre le 1er octobre 2022 et le 31 mars 2023, puis à 3 000 £/an entre le 1er avril 2023 et le 31 mars 2024. Au vu du niveau actuel du plafond SVT, le dispositif ne devrait plus être activé à partir du 1er juillet 2023.

Un dispositif similaire a été introduit pour les clients professionnels (*Energy Bill Relief Scheme*) le 1er octobre 2022, remplacé par l'*Energy Bills Discount Scheme* à partir du 1er avril 2023 et jusqu'au 31 mars 2024.

En parallèle, le gouvernement a également mis en place un rabais unique de 400 £ sur la facture d'énergie des particuliers (*Energy Bill Support Scheme*) appliqué linéairement du 1er octobre 2022 au 31 mars 2023.

## 2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

### Températures en France

Le premier semestre 2023 a été globalement chaud (+0,6°C au-dessus des normales en moyenne), comme l'avait été le premier semestre de l'année précédente. Les trois mois d'hiver ont été particulièrement doux et le printemps n'a pas connu de chaleur précoce. Le mois de juin, en revanche, s'est révélé nettement plus chaud (+2,3°C au-dessus des normales en moyenne).

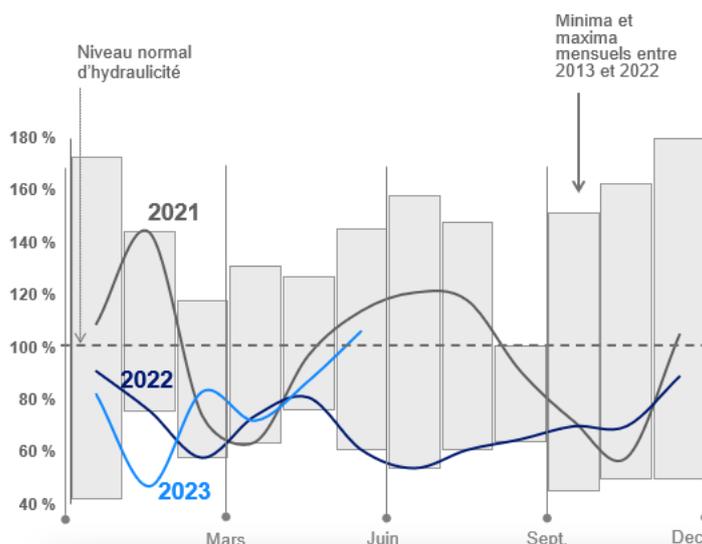
### Pluviométrie en France

Le premier semestre 2023 a été marqué par une pluviométrie très contrastée avec une alternance de longues périodes très sèches (de mi-janvier à début mars) et de séquences abondamment pluvieuses au printemps.

L'enneigement a été très déficitaire jusque début mars sur les Alpes et les Pyrénées avant de retrouver un niveau proche de la normale en avril sur les Alpes, celui des Pyrénées restant très déficitaire sur la fin de l'hiver.

L'hydraulicité a été systématiquement déficitaire, à l'exception du mois de juin où la fonte sur les Alpes et les précipitations sur la moitié Sud ont permis d'atteindre une hydraulicité légèrement supérieure à la normale. En conséquence, l'indice d'hydraulicité a atteint 0,83 au premier semestre 2023 (vs 0,73 au premier semestre 2022) et le taux de remplissage des stocks hydrauliques a atteint 82 % à fin juin 2023, soit 8 points de plus que la moyenne historique.

Hydraulicité en France \*



\*Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

## Note 3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS

Outre les faits marquants mentionnés en section 1, un détail des événements marquants du semestre figure dans la note 2 « Synthèse des faits marquants » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023.

### 3.1 Environnement réglementaire

Les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes 5.1.1 et 5.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023.

### 3.2 Gouvernement d'entreprise

Mme Claire BORDENAVE, administratrice élue par les salariés et parrainée par la CGT ayant fait part de sa décision de démissionner de son mandat d'administratrice avec effet à l'issue de la réunion du Conseil d'administration du 16 février 2023, M. Fabrice GUYON lui a succédé en qualité d'administrateur élu par les salariés et parrainé par la CGT, à compter de cette date, pour la durée restant à courir du mandat de Mme BORDENAVE, soit jusqu'au 22 novembre 2023. Conformément à l'article 16 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les candidats venant sur une liste immédiatement après le dernier candidat élu sont appelés à remplacer les représentants élus sur cette liste dont le siège deviendrait vacant pour quelque cause que ce soit.

L'Assemblée générale réunie le 28 juin 2023 a ratifié les cooptations par le Conseil d'administration de Monsieur Luc REMONT, en remplacement de Monsieur François DELATTRE, et de Madame Anne-Marie DESCOTES, en remplacement de Monsieur Jean-Bernard LEVY, en qualité d'administrateurs. L'Assemblée générale du 28 juin 2023 a par ailleurs renouvelé les mandats de Mmes Anne-Marie DESCOTES et Claire PEDINI et de MM. Bruno CREMEL, Gilles DÉNOYEL et Philippe PETITCOLIN pour une durée de 4 années prenant fin à l'issue de l'Assemblée qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026.

Le Conseil d'administration a décidé le 23 mai 2023 de mettre en place un processus spécifique de préparation et d'approfondissement de ses travaux dans le cadre de l'élaboration du projet d'entreprise du Groupe, et de créer un groupe de travail d'administrateurs, chargé de suivre l'élaboration du projet d'entreprise du Groupe, en liaison avec la direction d'EDF, examiner ses caractéristiques au regard de l'intérêt social d'EDF et de ses enjeux stratégiques, industriels, financiers et sociaux. Ce groupe de travail est présidé par un administrateur indépendant et il est composé de trois administrateurs indépendants, de l'administrateur représentant de l'Etat au Conseil d'administration et d'un administrateur élu par les salariés.

Le Conseil a créé un nouveau Comité du Conseil d'administration le 28 juin 2023, dénommé Comité des engagements. Ce Comité, qui est présidé par un administrateur indépendant, a pour mission de donner au Conseil d'administration un avis sur les opérations de croissance externe, de désinvestissement, de croissance organique, ainsi que sur les opérations boursières réalisées par EDF ou ses filiales dépassant certains seuils fixés par le règlement intérieur du Conseil d'administration, avant leur soumission au Conseil pour approbation. Il peut également examiner tous autres opérations et engagements que le Président-Directeur Général décidera de lui soumettre, compte tenu notamment de leur intérêt stratégique.

## Note 4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2023 ET 2022

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2023 et 2022 se déclinent par segment (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers) pour le chiffre d'affaires et l'EBE. Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>1<sup>er</sup> semestre 2023</b>	<b>1<sup>er</sup> semestre 2022</b>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>75 499</b>	<b>66 262</b>
Achats de combustible et d'énergie	(48 899)	(48 238)
Autres consommations externes <sup>(1)</sup>	(4 117)	(3 919)
Charges de personnel	(8 201)	(7 286)
Impôts et taxes	(2 714)	(2 383)
Autres produits et charges opérationnels	4 538	(1 764)
<b>EBE</b>	<b>16 106</b>	<b>2 672</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	(276)	(993)
Dotations aux amortissements <sup>(2)</sup>	(5 472)	(5 534)
(Pertes de valeur)/reprises	(48)	(253)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 696)	(388)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>8 614</b>	<b>(4 496)</b>
Coût de l'endettement financier brut	(1 857)	(728)
Effet de l'actualisation	(1 977)	502
Autres produits et charges financiers	2 304	(2 721)
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 530)</b>	<b>(2 947)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>7 084</b>	<b>(7 443)</b>
Impôts sur les résultats	(1 323)	1 840
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	142	444
Résultat net des activités en cours de cession	-	4
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>	<b>5 903</b>	<b>(5 155)</b>
<b>Dont Résultat net – part du Groupe</b>	<b>5 808</b>	<b>(5 293)</b>
<i>Résultat net des activités poursuivies</i>	5 808	(5 297)
<i>Résultat net des activités en cours de cession</i>	-	4
<b>Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>95</b>	<b>138</b>
<i>Activités poursuivies</i>	95	138
<i>Activités en cours de cession</i>	-	-

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concessions.

### 4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 75 499 millions d'euros au premier semestre 2023, en hausse de 9 237 millions d'euros (+ 13,9 %) par rapport au premier semestre 2022. Hors effets de change (- 278 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 37 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 14,4 %.

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>1<sup>er</sup> semestre 2023</b>	<b>1<sup>er</sup> semestre 2022</b>	<b>Variation en valeur</b>	<b>Variation en %</b>	<b>Variation organique en %</b>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>75 499</b>	<b>66 262</b>	<b>9 237</b>	<b>13,9</b>	<b>14,4</b>

## Évolution du chiffre d'affaires Groupe par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments :

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2023	1 <sup>er</sup> semestre 2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation <sup>(1)</sup>	34 622	23 762	10 860	45,7	45,7
France – Activités régulées <sup>(2)</sup>	9 978	9 578	400	4,2	4,2
EDF Renouvelables	985	1 051	(66)	- 6,3	1,9
Dalkia	3 411	3 211	200	6,2	5,0
Framatome	1 959	1 977	(18)	- 0,9	- 3,1
Royaume-Uni	12 140	6 904	5 236	75,8	79,8
Italie	9 543	13 017	(3 474)	- 26,7	- 27,3
Autre international	3 099	2 585	514	19,9	19,2
Autres métiers	4 655	7 697	(3 042)	- 39,5	- 37,6
Éliminations inter-segments	(4 893)	(3 520)	(1 373)	39,0	39,0
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE</b>	<b>75 499</b>	<b>66 262</b>	<b>9 237</b>	<b>13,9</b>	<b>14,4</b>

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie, de services et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

### France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 34 622 millions d'euros, en hausse organique de 10 849 millions d'euros (+ 45,7 %).

Sur le marché Aval, les recettes électricité sont en hausse de + 7 946 millions d'euros principalement du fait de la forte hausse des prix de marché. Cette progression est toutefois limitée du fait de l'application des mesures réglementaires décidées par le gouvernement, en particulier la prolongation du bouclier tarifaire qui vise à limiter la hausse des tarifs à 15% TTC à compter du 1er février 2023 (une compensation au titre des pertes de recettes est enregistrée pour 7,2 milliards d'euros en Autres produits et charges opérationnels - APCO).

Le climat doux en 2023 a un impact légèrement positif de + 43 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires lié aux ventes ARENH aux fournisseurs alternatifs est en baisse de 286 millions d'euros du fait de la mise à disposition de volumes additionnels en 2022 (dans le cadre de l'ARENH+) sans équivalent en 2023.

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de + 2 841 millions d'euros, en raison principalement de la hausse quasi continue des prix de marché à terme depuis le troisième trimestre 2021 (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les ventes de capacité aux enchères relatives aux installations d'EDF ont un impact négatif de 178 millions d'euros, en raison de l'absence d'enchères sur le premier semestre pour l'année 2025, contrairement au premier semestre 2022 qui intégrait des enchères pour 2024.

Les ventes de gaz contribuent à la hausse du chiffre d'affaires à hauteur de + 979 millions d'euros. Enfin, le chiffre d'affaires des filiales d'agrégation diminue de 330 millions d'euros (sans impact significatif en EBE).

### Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 158,1 TWh, en hausse de 4,0 TWh par rapport au premier semestre 2022. Cette augmentation résulte d'une meilleure disponibilité du parc et maîtrise du planning d'arrêts, compensée en partie par l'impact des grèves en particulier du début d'année.

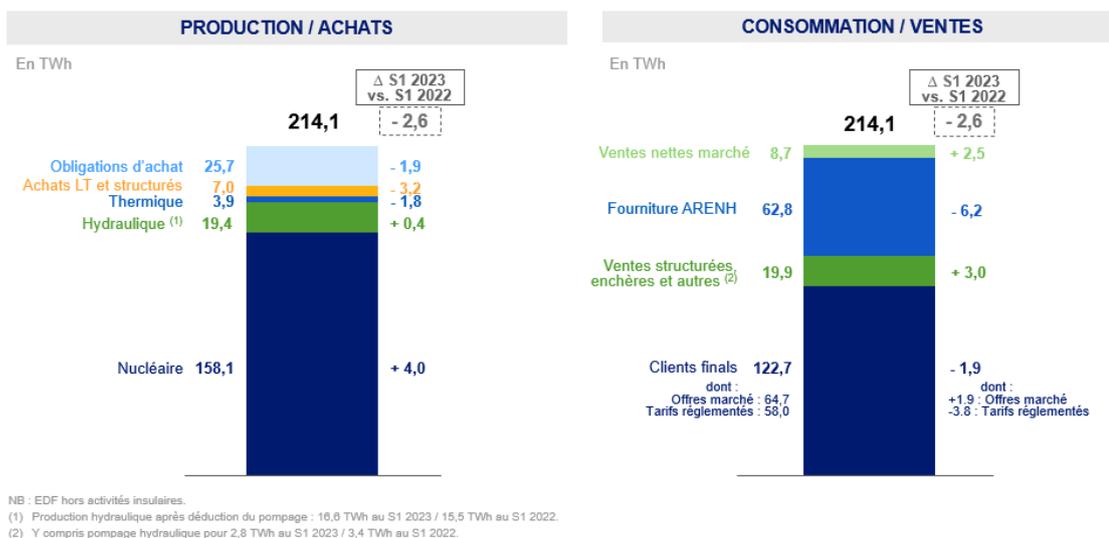
La production hydraulique brute s'élève à 19,4 TWh <sup>(1)</sup>, en hausse de 0,5 TWh par rapport au premier semestre 2022 du fait principalement d'une hydraulité légèrement plus favorable au mois de juin 2023 qu'en juin 2022 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques à flamme ont été sollicitées à hauteur de 3,9 TWh, soit - 1,8 TWh par rapport au premier semestre 2022 dans un contexte de baisse des spreads.

Les volumes vendus aux clients finaux (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de - 1,9 TWh, dont + 0,7 TWh liés à l'impact du climat.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros (yc obligations d'achats) à hauteur de 8,7 TWh, en hausse de 2,5 TWh par rapport au premier semestre 2022.

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 16,6 TWh (15,5 TWh en 2022).



## France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 9 978 millions d'euros, en hausse organique de 400 millions d'euros (+ 4,2 %) par rapport au premier semestre 2022. Les chiffres d'affaires d'Électricité de Strasbourg et de SEI-PEI sont en hausse de 346 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du marché du gaz et la hausse hors taxes des TRV.

Le chiffre d'affaires d'**Enedis** est en hausse organique de 55 millions d'euros (+ 0,7 %). Les raccordements d'installations d'énergie renouvelable sont en nette hausse par rapport au premier semestre 2022, en revanche les volumes acheminés sont en baisse du fait de la diminution de la consommation.

## EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 985 millions d'euros, en hausse organique de 20 millions d'euros (+ 1,9 %) par rapport au premier semestre 2022 portée par la production des parcs en exploitation et les activités de maintenance pour compte de tiers. Les volumes produits s'élèvent à 11,4 TWh à fin juin 2023, en hausse de 5,6 % par rapport au premier semestre 2022. L'impact positif des mises en services réalisées au second semestre 2022 est atténué par des conditions de vent défavorables en Amérique du Nord et au Royaume-Uni.

## Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 3 411 millions d'euros, en hausse organique de 160 millions d'euros (+ 5,0 %) par rapport au premier semestre 2022. Cette évolution est principalement liée au dynamisme commercial en France et à des ventes ponctuelles d'actifs de production sur le marché. Le chiffre d'affaires est par ailleurs pénalisé par la baisse de près de 50 % du prix du gaz par rapport au premier semestre 2022.

## Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 1 959 millions d'euros au premier semestre, en baisse organique de 61 millions d'euros (- 3,1 %) par rapport au premier semestre 2022. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. Ce recul s'explique notamment par un niveau d'activité moindre aux Etats-Unis où les ventes sont impactées négativement par des difficultés sur un contrat « Instrumentation & Control », une baisse des livraisons de combustibles et la fin d'un contrat relatif à la « Base Installée ».

## Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** est de 12 140 millions d'euros au premier semestre 2023, en hausse organique de 5 508 millions d'euros (+ 79,8 %) par rapport au premier semestre 2022. Cette évolution s'explique principalement par la hausse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente d'électricité et de gaz aux clients.

La production nucléaire au Royaume-Uni s'élève à 18,2 TWh, en baisse de 5 TWh par rapport au 1er semestre 2022, du fait de la fermeture de Hinkley Point B en août 2022 (- 3,7 TWh) et d'un planning de maintenance plus chargé en 2023.

## Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 9 543 millions d'euros, en baisse organique de 3 555 millions d'euros (- 27,3 %) par rapport au premier semestre 2022, principalement portée par la baisse des prix et des volumes de vente de gaz.

## Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, en Amérique Latine (Brésil et Chili), en Asie (Chine, Vietnam et Laos) et aux Etats-Unis. Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 3 099 millions d'euros, en hausse organique de 497 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022 (+ 19,2 %).

En **Belgique** <sup>(1)</sup>, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 571 millions d'euros (+ 27,9 %) par rapport au premier semestre 2022. Cette évolution résulte essentiellement de la hausse des prix de l'électricité et du gaz. Les volumes vendus aux clients particuliers et industriels sont en baisse du fait des efforts de sobriété énergétique des clients. Le parc nucléaire bénéficie du retour de la production de la centrale de Chooz. Le développement éolien se poursuit avec une capacité nette installée de 620 MW <sup>(2)</sup> à fin juin 2023. Les conditions météorologiques ont été également favorables à la performance des actifs éoliens et hydrauliques.

Au **Brésil**, le chiffre d'affaires est en baisse de 52 millions d'euros en organique (- 14,0 %) principalement du fait de la baisse des volumes vendus sur le marché, le début de l'année 2022 ayant bénéficié de conditions de marché favorables. Cette diminution est partiellement compensée par la réévaluation de 6 % en novembre 2022 du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense. L'effet change est défavorable (dépréciation du réal brésilien face à l'euro).

## Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières. Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 4 655 millions d'euros, en baisse organique de 2 893 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022 (- 37,6 %).

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 2 311 millions d'euros, en baisse organique de 3 113 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022. Cette forte baisse par rapport au premier semestre 2022 s'explique à la fois par une contraction des volumes de gaz traités par rapport au premier semestre 2022 et par la baisse importante des prix de marché.
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 2 233 millions d'euros, en hausse organique de 10,0 % par rapport au premier semestre 2022 malgré la baisse des prix et des volatilités sur les marchés de gros. La performance des activités de trading et d'optimisation reste soutenue dans un contexte de baisse des risques de marché et de contreparties.

## 4.2 EBE

Dans un contexte de redressement de la production nucléaire en France, la forte progression de l'EBE de 13,4 milliards d'euros s'explique essentiellement par une hausse des prix de vente de l'électricité au 1<sup>er</sup> semestre 2023. L'effet des mesures régulateurs exceptionnelles de 2022 en France, en vue de limiter la hausse des prix pour les consommateurs, est sans équivalent en 2023. En revanche, le coût des achats de pertes réseaux est en forte hausse du fait des prix élevés. Enfin, les charges opérationnelles sont en augmentation dans un contexte d'inflation.

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2023	1 <sup>er</sup> semestre 2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>75 499</b>	<b>66 262</b>	<b>9 237</b>	<b>13,9</b>	<b>14,4</b>
Achats de combustible et d'énergie	(48 899)	(48 238)	(661)	1,4	1,8
Autres consommations externes	(4 117)	(3 919)	(198)	5,1	6,1
Charges de personnel	(8 201)	(7 286)	(915)	12,6	12,8
Impôts et taxes	(2 714)	(2 383)	(331)	13,9	13,9
Autres produits et charges opérationnels	4 538	(1 764)	6 302	n.a	n.a.
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)</b>	<b>16 106</b>	<b>2 672</b>	<b>13 434</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

n.a. : non applicable

## Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 48 899 millions d'euros au premier semestre 2023, en hausse organique de 849 millions d'euros (+ 1,8 %) par rapport au premier semestre 2022.
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse organique de 1 416 millions d'euros, portés par l'augmentation des prix des achats d'énergie qui est en partie compensée par la baisse des achats pour fournir les volumes d'ARENH aux fournisseurs alternatifs du fait de l'absence de volumes supplémentaires d'ARENH livrés en 2023.
  - Au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 3 752 millions d'euros (+ 71,0 %) est principalement liée à l'impact défavorable de la hausse des prix de marché sur les achats d'énergie.
  - En **Italie**, la baisse organique de 3 780 millions d'euros (- 31,9 %), est essentiellement liée à la baisse des volumes et du prix du gaz.
  - Sur le segment **Autres métiers**, la baisse organique s'élève à 3 048 millions d'euros (- 60,1 %) tirée par la baisse des prix de marché.
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 4 117 millions d'euros, en hausse organique de 239 millions d'euros (+ 6,1 %) par rapport au premier semestre 2022.
  - Sur le **segment France - Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes sont en hausse organique de 154 millions d'euros (+ 15,2 %). Cette augmentation reflète notamment les achats liés à la gestion des clients et aux développements informatiques, ainsi qu'un effet généralisé de hausse des prix compensé par la hausse de la production stockée immobilisée.
  - EDF Renewables** enregistre une hausse organique de 55 millions d'euros (+ 15,5 %) liée principalement à la progression du

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

(2) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 698 MW (664 MW à fin juin 2022).

chiffre d'affaires ainsi qu'à une part plus importante de frais de prospection au Royaume-Uni et aux Etats-Unis.

- **Dalkia** enregistre une hausse organique de 65 millions d'euros (+ 7,4 %) liée au développement commercial soutenu, notamment dans les travaux au Royaume-Uni et en France.
- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 8 201 millions d'euros, en hausse organique de 931 millions d'euros (+12,8 %).
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel sont en hausse organique de 424 millions d'euros (+ 15,0 %), principalement liée aux négociations salariales et à l'évolution respective des taux d'actualisation aux premiers semestres 2022 et 2023.
  - Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel progressent de 194 millions d'euros (+ 12,5 %) également en raison des négociations salariales et de l'évolution des taux d'actualisation.
  - **EDF Renewables** enregistre une hausse organique de 46 millions d'euros (+ 17,2 %) provenant d'une part de l'augmentation des effectifs, notamment de développement et construction dans les zones à forte croissance, et d'autre part, de l'inflation salariale.
  - **Dalkia** enregistre une hausse organique de 57 millions d'euros des charges de personnel (+ 9,0 %) dans un contexte d'inflation salariale et d'augmentation des effectifs associée au développement des activités de services et de travaux.
  - **Framatome** enregistre une hausse organique de 96 millions d'euros des charges de personnel (+ 11,3 %) liée à l'augmentation des effectifs et aux augmentations salariales.
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 2 714 millions d'euros, en hausse organique de 332 millions d'euros (+ 13,9 %) par rapport au premier semestre 2022.
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse organique de 156 millions d'euros (+ 10,0 %) est principalement due aux impôts liés à la valeur ajoutée applicables aux résultats du segment.
  - Sur le segment **Autres International**, l'augmentation organique de 132 millions d'euros est portée principalement par la Belgique au titre de la mise en place du mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) (154 millions d'euros).
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 4 538 millions d'euros, en hausse organique de 6 291 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022.
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse organique du produit net s'élève à 6 500 millions d'euros. Elle est principalement attribuable à la compensation par la CSPE des mécanismes de boucliers tarifaires électricité et gaz.
  - Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels sont en baisse organique de 243 millions d'euros. Cette variation est principalement liée à l'enregistrement, en 2022, d'une subvention publique relative à la reprise des clients Utility Point dans le cadre du mécanisme de fournisseur de dernier recours et à des reprises de provisions pour contrats onéreux plus importantes en 2022 qu'en 2023. Par ailleurs, les provisions pour créances douteuses sont en hausse sur le semestre.

## Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2023	1 <sup>er</sup> semestre 2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation	8 641	(4 988)	13 629	n.a.	n.a.
France – Activités régulées	1 176	3 171	(1 995)	- 62,9	- 62,9
EDF Renewables	433	500	(67)	- 13,4	- 14,6
Dalkia	220	185	35	18,9	20,0
Framatome	110	186	(76)	- 40,9	- 44,1
Royaume-Uni	2 266	860	1 406	n.a.	n.a.
Italie	828	622	206	33,1	30,2
Autre international	508	291	217	74,6	73,5
Autres métiers	1 924	1 845	79	4,3	6,7
<b>EBE GROUPE</b>	<b>16 106</b>	<b>2 672</b>	<b>13 434</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

n.a. : non applicable

## France – Activités de production et commercialisation

La forte hausse de l'EBE s'explique par les éléments suivants :

Il bénéficie d'un effet prix favorable pour un montant estimé à 10 milliards d'euros. En effet, le bouclier tarifaire 2023 n'a pas d'impact significatif en EBE. En 2022, les mesures réglementaires exceptionnelles adoptées en France par le gouvernement, afin de limiter la hausse des prix de vente aux consommateurs, avaient pénalisé l'EBE pour un montant estimé à - 6,2 milliards d'euros.

Les charges opérationnelles sont en hausse de 0,6 milliard d'euros dans le contexte d'inflation en 2023.

## France - Activités régulées

La baisse de l'EBE s'explique principalement par un effet prix négatif estimé à -1,8 milliard d'euros en raison d'achats de pertes réseaux effectués à des prix de marché très élevés. En revanche, l'évolution du TURPE a un effet favorable estimé à 0,3 milliard d'euros <sup>(1)</sup>.

La baisse des volumes acheminés hors effet climat de 10,9 TWh, qui se répartit à hauteur de - 5,1 TWh sur le marché d'affaires et - 5,8 TWh sur le marché des particuliers, a un impact négatif en EBE pour un montant estimé à 0,3 milliard d'euros.

## EDF Renouvelables

Le recul de l'EBE production s'explique par des charges opérationnelles en 2023 sans équivalent au premier semestre 2022. Néanmoins, les volumes produits sont en hausse de 5,6 % suite aux mises en service réalisées en 2022.

Par ailleurs, les frais de développement liés à la croissance du portefeuille de projets sont en hausse dans un contexte d'inflation.

## Dalkia

L'augmentation de l'EBE s'explique par l'activité commerciale en France et le fonctionnement des installations de cogénération pendant tout le premier trimestre 2023 (en 2022, Dalkia avait été impacté par leur arrêt anticipé du fait du raccourcissement de l'hiver tarifaire).

## Framatome

La baisse de l'EBE s'explique par des difficultés sur un contrat de Contrôle Commande aux États-Unis et par un recul des ventes de combustibles.

Les prises de commandes s'établissent à environ 2,2 milliards d'euros à fin juin 2023, en légère hausse par rapport à fin juin 2022 notamment grâce aux activités de Base Installée en Amérique du Nord.

## Royaume-Uni

La hausse de l'EBE s'explique essentiellement par un redressement des marges de l'activité de fourniture d'énergie, principalement grâce aux allocations prévues dans le calcul du plafond des tarifs résidentiels, qui permettent aux fournisseurs de récupérer les coûts encourus lors des turbulences de marché au cours des années précédentes.

La performance commerciale a été solide, consolidant les marges et les parts de marché dans le segment des petites et moyennes entreprises, ainsi que dans l'activité de production, où les prix nucléaires réalisés plus élevés ont été partiellement compensés par une production d'électricité plus faible à la suite de l'arrêt d'Hinkley Point B en août 2022 et d'un programme de maintenance plus chargé au cours du premier semestre 2023.

## Italie

La hausse de l'EBE s'explique tout d'abord, dans les activités de commercialisation, par un retour des marges positives pour les clients résidentiels électricité, après une année 2022 marquée par des pertes.

Dans les activités de production d'électricité, l'effet prix défavorable du thermique, malgré la contribution positive du marché de capacité, est en partie compensé par celui positif du renouvelable.

Enfin, les activités gaz bénéficient d'une optimisation du portefeuille et de prix plus favorables.

## Autre international

En Belgique, la progression de l'EBE s'explique par une meilleure production éolienne (+15,1 %), hydraulique (+17,4 %) et nucléaire (+5,1 %), et un effet prix favorable.

Au Brésil, l'EBE est en légère baisse du fait du recul des services système.

## Autres métiers

L'EBE des activités gazières est en légère baisse. Les volumes vendus diminuent en raison du recul de l'activité du terminal de Dunkerque, après une année 2022 exceptionnelle, dans un contexte de prix de marché de gros très élevés. Les achats de Gaz Naturel Liquéfiés réalisés à des prix moindres pendant le premier semestre 2023 par rapport au premier semestre 2022 viennent limiter cette baisse.

Malgré la baisse des prix et des volatilités sur les marchés de gros par rapport à l'année 2022, l'EBE d'EDF Trading est en hausse. La performance des activités de trading et d'optimisation reste soutenue, dans un contexte de baisse des risques de marché et de contrepartie.

---

(1) Indexation du TURPE 6 distribution de +2,26 % au 1er août 2022.

## 4.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 614 millions d'euros au premier semestre 2023, en hausse de 13 110 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022.

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2023	1 <sup>er</sup> semestre 2022	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>16 106</b>	<b>2 672</b>	<b>13 434</b>	<b>n.a.</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(276)	(993)	717	n.a.
Dotations aux amortissements *	(5 472)	(5 534)	62	- 1,1
(Pertes de valeur)/reprises	(48)	(253)	205	n.a.
Autres produits et charges d'exploitation	(1 696)	(388)	(1 308)	n.a.
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>8 614</b>	<b>(4 496)</b>	<b>13 110</b>	<b>N.A.</b>

n.a. : non applicable

\*Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

### Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de - 993 millions d'euros au premier semestre 2022 à - 276 millions d'euros au premier semestre 2023, principalement liées à une moindre volatilité des prix en 2023, dans un contexte de prix de marché des commodités baissiers contrairement au premier semestre 2022.

### Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements s'élèvent à 5 472 millions d'euros, en baisse de 35 millions d'euros en organique par rapport au premier semestre 2022. Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse organique de 81 millions d'euros est portée essentiellement par de moindres dotations sur la centrale de Cordemais.

### Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 1 696 millions d'euros dont - 1 257 millions d'euros sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**. Cette charge est principalement due à une dotation aux provisions pour risques et charges dans le cadre de la renégociation en cours du contrat avec Orano.

## 4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2023	1 <sup>er</sup> semestre 2022	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 857)	(728)	(1 129)	n.a.
Effet de l'actualisation	(1 977)	502	(2 479)	n.a.
Autres produits et charges financiers	2 304	(2 721)	5 025	n.a.
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(1 530)</b>	<b>(2 947)</b>	<b>1 417</b>	<b>- 48,1</b>

n.a. : non applicable

Le résultat financier représente une charge de 1 530 millions d'euros au premier semestre 2023, en amélioration de 1 417 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022. Cette évolution s'explique principalement par :

- une amélioration des autres produits et charges financières de 5 025 millions d'euros principalement du fait d'une hausse de la performance du portefeuille des actifs dédiés dont le rendement de + 5,5 % (vs -8,9 % au 1<sup>er</sup> semestre 2022) traduit l'évolution des marchés financiers au 1<sup>er</sup> semestre 2023 (voir la section 7.1.6),
- un effet défavorable de désactualisation de 2 479 millions d'euros, le taux réel d'actualisation des provisions nucléaires en France restant stable entre décembre 2022 et juin 2023 (à 2,5 %) après une hausse de 30 points de base entre décembre 2021 et juin 2022,
- une dégradation du coût de l'endettement financier brut pour 1 129 millions d'euros en raison de la hausse des taux d'intérêts et du niveau de la dette financière.

## 4.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à 1 323 millions d'euros au 30 juin 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 18,7 % (contre un produit de 1 840 millions d'euros au 30 juin 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,7 %).

La variation de - 3 163 millions d'euros entre le produit d'impôt 2022 et la charge d'impôt 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 14 527 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de - 3 751 millions d'euros.

La charge d'impôt est également affectée par la reconnaissance d'impôts différés actifs au titre du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95%) et par l'absence d'effets défavorables en 2023 relatifs à la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurées en Italie en 2022 et à des contentieux fiscaux.

L'actif d'impôts différés de 7 872 millions d'euros constaté au 31 décembre 2022 au titre de la perte réalisée en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France fait, en effet, l'objet d'une reconnaissance complémentaire partielle à hauteur de 385 millions d'euros, sur les 1 060 millions d'euros non reconnus au 31 décembre 2022, traduisant des perspectives favorables pour 2023.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 18,90% au 30 juin 2023 contre un taux de 26,1 % au 30 juin 2022.

## 4.6 Résultat net courant

Le résultat net courant <sup>(1)</sup> s'établit à 6 267 millions d'euros au premier semestre 2023, en hausse de 7 579 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022 (voir la note 18.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023). Cette évolution reflète principalement la forte hausse de l'EBE et des effets d'impôt sur les sociétés associés.

## 4.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 5 808 millions d'euros à fin juin 2023, en hausse de 11 101 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022. Il intègre en particulier les éléments après impôts suivants :

- - 1 295 millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants ;
- - 210 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading ;
- 1 046 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres.

---

*(1) Résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.*

## Note 5 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2023	1 <sup>er</sup> semestre 2022	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>16 106</b>	<b>2 672</b>	<b>13 434</b>	
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	2 011	(3 343)	5 354	
<b>EBE Cash</b>	<b>18 117</b>	<b>(671)</b>	<b>18 788</b>	
Variation du besoin en fonds de roulement net	(8 020)	6 804	(14 824)	
Investissements nets <sup>(1)</sup>	(9 141)	(8 474)	(667)	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	38	(510)	548	
<b>Cash-flow généré par les opérations <sup>(2)</sup></b>	<b>994</b>	<b>(2 851)</b>	<b>3 845</b>	
Cessions d'actifs	(3)	9	(12)	
Impôt sur le résultat payé	(1 125)	(202)	(923)	
Frais financiers nets décaissés	(1 083)	(424)	(659)	
Actifs dédiés	118	30	88	
Dividendes versés en numéraire	(490)	(543)	53	
<b>Cash-flow Groupe <sup>(3)</sup></b>	<b>(1 589)</b>	<b>(3 981)</b>	<b>2 392</b>	
Emissions emprunts hybrides	1 377	-	1 377	
Remboursement d'emprunt hybride	(1 371)	-	(1 371)	
Autres variations monétaires	(137)	3 230	(3 367)	
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change</b>	<b>(1 720)</b>	<b>(751)</b>	<b>(969)</b>	
Effet de la variation de change	(176)	(113)	(63)	
Autres variations non monétaires	1 600	1 081	519	
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies</b>	<b>(296)</b>	<b>217</b>	<b>(513)</b>	
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>64 500</b>	<b>42 988</b>	<b>21 512</b>	<b>50,0</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE</b>	<b>64 796</b>	<b>42 771</b>	<b>22 025</b>	<b>51,5</b>

(1) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe.

(2) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Operations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets, ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(3) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations définies en note (2) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés et dividendes versés en numéraire.

### 5.1 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 64 796 millions d'euros au 30 juin 2023. Il était de 42 771 millions d'euros au 30 juin 2022.

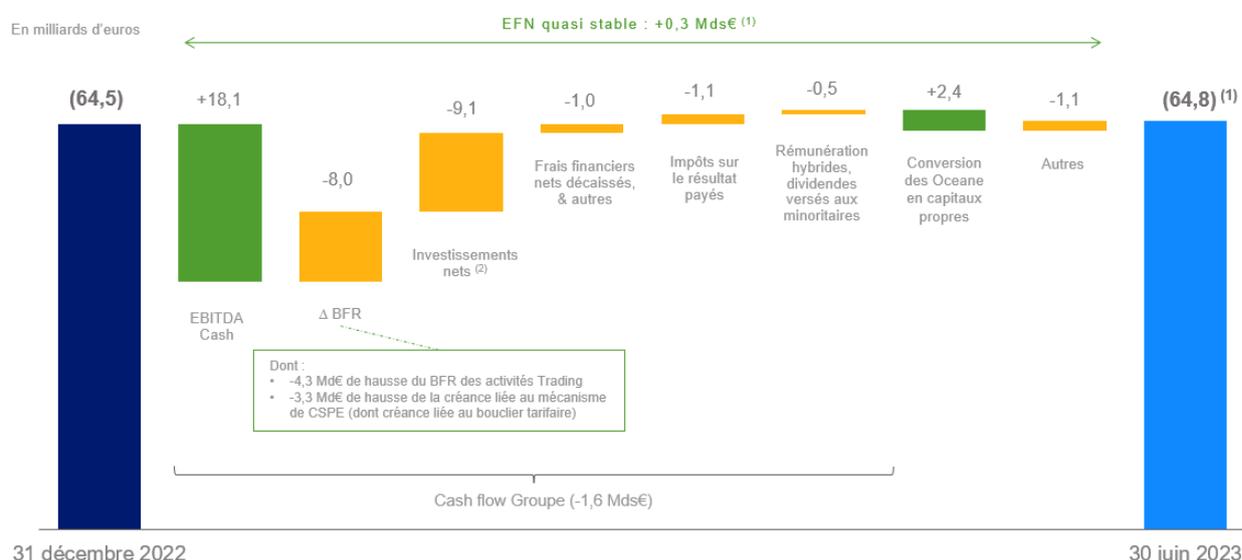
(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2023	1 <sup>er</sup> semestre 2022	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	93 717	77 425	16 292	21
Dérivés de couvertures des dettes	(1 445)	(3 893)	2 448	- 63
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 074)	(7 418)	(656)	9
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(19 314)	(23 323)	4 009	- 17
Dérivés de couverture des actifs	(88)	(20)	(68)	n.a.
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET *</b>	<b>64 796</b>	<b>42 771</b>	<b>22 025</b>	<b>51</b>

n.a : non applicable

\* L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe.

Par rapport au 31 décembre 2022, l'endettement financier net est quasi stable (augmentation de 296 millions d'euros). Le cash-flow généré par les opérations sur le premier semestre de 994 millions d'euros et l'effet favorable de la conversion en actions des obligations OCEANES par l'Etat français de 2 390 millions d'euros sont compensés par l'impôt sur le résultat payé, les frais financiers nets décaissés et d'autres variations monétaires et non monétaires.

### Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2022 et le 30 juin 2023



NB : chiffres arrondis à l'entier le plus proche.

(1) Retraité des 0,6 Md€ non apportés à l'offre de rachat de la souche hybride de 1,5 Md\$ en cours au 30 juin 2023 (reclassée de capitaux propres à autres dettes financières), l'EFN serait en baisse de 0,3 Md€ à fin juin 2023 par rapport au 31 décembre 2022 (cf. CP du 7 juillet 2023).

(2) Investissements nets hors cessions Groupe.

## 5.2 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations s'établit à 994 millions d'euros au premier semestre 2023 contre - 2 851 millions d'euros au premier semestre 2022, en forte hausse de 3 845 millions d'euros. Cette amélioration a été cependant diminuée par le retournement de la variation de BFR notamment au titre de la CSPE.

### EBE cash

L'EBE ajusté des éléments non cash s'élève à 18 117 millions d'euros, en hausse de 18 788 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022, principalement du fait de :

- la hausse de la marge brute du segment **France – Activités de production et commercialisation** en lien principalement avec l'effet prix sur les ventes aux clients finaux et les mesures réglementaires 2022 concernant la mise à disposition de volumes d'ARENH supplémentaires sans équivalence en 2023 ;
- la hausse de l'EBE cash chez **EDF Energy** en lien principalement avec la restauration des marges aux clients particuliers, après une année 2022 marquée par de fortes pertes dans un contexte de crise énergétique, ainsi que la consolidation des marges et des parts de marchés sur le segment des entreprises et petits professionnels ;
- la hausse de l'EBE cash chez **EDF Trading** qui s'explique par une performance des activités de trading et d'optimisation restée soutenue au cours du premier semestre, dans un contexte de baisse des risques de marché et de contreparties. Cette variation est compensée par la variation du BFR.

## Variation du besoin en fonds de roulement

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) s'élevé à - 8 020 millions d'euros à fin juin 2023. Elle s'explique principalement par l'activité d'EDF Trading et des appels de marge pour - 4 349 millions d'euros mais aussi par un déficit de compensation de la CSPE de - 3 299 millions d'euros.

De même, la différence entre les variations de BFR de juin 2022 et juin 2023 de - 14 824 millions d'euros s'explique principalement par l'activité trading (- 10 122 millions d'euros) et la compensation CSPE (- 5 120 millions d'euros).

## Investissements nets

Les investissements nets s'élèvent à 9 141 millions d'euros au premier semestre 2023, en hausse de 667 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022.

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2023	1 <sup>er</sup> semestre 2022	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	3 185	2 850	335	12
France - Activités régulées	2 490	2 310	180	8
EDF Renouvelables	1 300	1 384	(85)	- 6
Dalkia	93	78	15	20
Framatome	116	112	4	3
Royaume-Uni	1 803	1 396	407	29
Italie	167	256	(89)	- 35
Autre international	(24)	78	(102)	- 131
Autres métiers	12	10	1	13
<b>INVESTISSEMENTS NETS</b>	<b>9 141</b>	<b>8 474</b>	<b>667</b>	<b>8</b>

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 335 millions d'euros, du fait notamment des coûts liés au traitement du phénomène de corrosion sous contrainte.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** sont en hausse de 180 millions d'euros. La hausse s'explique majoritairement par les travaux de raccordements et la modernisation du réseau.

Au **Royaume Uni**, les investissements nets sont en hausse de 407 millions d'euros compte tenu principalement des coûts du projet HPC. Concernant **EDF Renouvelables**, la baisse de 85 millions d'euros s'explique essentiellement par de moindres investissements aux Etats-Unis.

En **Italie**, les investissements nets sont en baisse de 89 millions d'euros du fait notamment de la fin des travaux de construction de deux cycles combinés gaz.

## 5.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à - 1 589 millions d'euros au premier semestre 2023, en amélioration par rapport au premier semestre 2022 où il s'élevait à - 3 981 millions d'euros.

### Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme (voir la section 7.1.6).

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- aux réinvestissements des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin juin 2023, les flux nets de 118 millions d'euros correspondent aux 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> catégories décrites ci-dessus.

### Dividendes versés en numéraire

A fin juin 2023, EDF a versé 490 millions d'euros au titre :

- de la rémunération versée en 2023 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (émissions « hybrides ») à hauteur de 300 millions d'euros ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires pour 193 millions d'euros.

## 5.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement appréciation de la livre sterling et dépréciation du dollar américain face à l'euro<sup>(1)</sup>) a un impact défavorable de 176 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

## 5.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires s'élèvent à 1 600 millions d'euros à fin juin 2023 contre 1 081 millions à fin juin 2022. Elles sont principalement constituées de la conversion en action des obligations OCEANE par l'Etat français, des nouveaux contrats de location (IFRS 16) et de la variation de juste valeur des instruments de dettes.

## Note 6 PERSPECTIVES FINANCIERES

### Objectifs 2023 rehaussés <sup>(2)</sup>

Endettement financier net / EBE :  $\leq 2,5x$

Dettes économiques ajustées / EBE ajusté <sup>(3)</sup> :  $\leq 4x$

## Note 7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

Voir également la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » du Document d'enregistrement universel 2022.

### 7.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion tels qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Une structure indépendante, le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattachée à la Direction des Risques Groupe est responsable de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du cadre stratégique de gestion financière. Elle a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés. Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

#### 7.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

##### Position de liquidité

Les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 27 388 millions d'euros au 30 juin 2023, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 14 947 millions d'euros.

Au 30 juin 2023, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 21 105 millions d'euros, dont 940 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 1 829 M€ au titre des appels de marge sur dérivés) et la dette liée à l'obligation locative (voir la note 17.2.2.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023). Les besoins associés pourront notamment être financés, le cas échéant, à partir des liquidités et des lignes de crédit disponibles du Groupe évoquées ci-dessus, ainsi que des autres ressources court terme évoquées ci-dessous.

Au 30 juin 2023, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses financements externes.

##### Gestion du risque de liquidité

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

(1) Appréciation de 3,34 % de la livre sterling face à l'euro : 1,1651€/£ au 30 juin 2023 et 1,1275 €/£ au 31 décembre 2022 ; Dépréciation de 1,84% du dollar américain face à l'euro : 0,9203€/€ au 30 juin 2023 et 0,9376€/€ au 31 décembre 2022.

(2) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2023, à environnement réglementaire et fiscal constant et compte tenu du financement du bouclier tarifaire par la CSPE, d'une hypothèse de production nucléaire en France de 300 à 330 TWh et du calendrier de production.

(3) Ratio à méthodologie S&P constante.

- Le 3 janvier, puis le 10 janvier 2023, EDF a mis en place des prêts à terme bilatéraux de maturité 3 ans pour un total de 500 millions d'euros et 250 millions d'euros de maturité 2 ans.
- Le 25 janvier 2023, EDF a réalisé une émission multi-tranches d'obligations senior pour un montant de 2 milliards d'euros et 950 millions de livres sterling. Les tranches en euro sont de 1 milliard d'euros chacune à échéances 9 ans et 20 ans pour des coupons respectifs de 4,250% et 4,625%. Les tranches en livres sterling sont de 450 millions de livres sterling à 12 ans et 500 millions de livres sterling à 30 ans avec des coupons respectifs de 5,5% et 5,625%.
- Le 28 mars 2023, EDF a complété sa souche 30 ans émise en livres sterling le 25 janvier 2023 par une émission fongible de 99 millions de livres sterling (avec un coupon à 5,625%).
- Le 17 mai 2023, EDF a réalisé une émission multi-tranches d'obligations senior pour un montant de 3 milliards de dollars américains et 500 millions de dollars canadiens. Les tranches en dollars américains sont de 1 milliard de dollars américains chacune à échéances 5 ans, 10 ans et 30 ans pour des coupons respectifs de 5,7%, 6,25% et 6,9%. Les tranches en dollars canadiens sont de 300 millions de dollars canadiens à 7 ans et 200 millions de dollars canadiens à 30 ans avec des coupons respectifs de 5,993% et 6,492%.
- Le 8 juin 2023, 1,5 milliard de dollars américains de dette hybride à durée indéterminée ont été émis au taux initial de 9,125%.
- Le 22 juin 2023, EDF a réalisé une émission multi-tranches d'obligations senior pour un montant total de 33 milliards de yens, avec 25,3 milliards de yens à 5 ans et un coupon de 1,059% ; 2,2 milliards de yens à 7 ans et un coupon de 1,355% ; 4,4 milliards de yens à 10 ans et un coupon de 1,695% et 1,1 milliard de yens à 20 ans et un coupon de 2,328%.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées : ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe. Il propose aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées : le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, NEU CP (Negotiable European Commercial Paper) et US CP (US Commercial Paper). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 12 milliards d'euros pour le programme NEU CP et de 10 milliards de dollars américains pour les US CP.
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 30 juin 2023, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 7 970 millions d'euros de NEU CP et de 2 492 millions de dollars d'US CP. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir :

- les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 50 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ;
- les marchés domestiques, qui sont en stand alone, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 30 juin 2023 s'établit à 10,53 ans contre 9,36 ans au 31 décembre 2022.

Au 30 juin 2023, EDF SA dispose d'un montant global de 13 457 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2023 ;
- un crédit syndiqué social d'un montant de 1,5 milliard d'euros a été signé en décembre 2021 de maturité initiale trois ans (décembre 2024) avec 2 extensions possibles d'une année chacune. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2023 ;
- les lignes bilatérales représentent 7 957 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2026. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours.

Les 7 lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF SA au 30 juin 2023 pour un montant cumulé de 2 675 millions d'euros.

Edison dispose notamment d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 300 millions d'euros au 30 juin 2023.

### 7.1.2 Notation financière

Au 30 juin 2023, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont détaillées ci-dessous. Le 1<sup>er</sup> juin 2023, Moody's a revu les perspectives de négative à stable pour l'ensemble des entités. L'agence a augmenté d'un cran la notation d'EDF afin de prendre en compte la forte probabilité du soutien de l'Etat Français en tant qu'actionnaire unique mais a baissé d'un cran le crédit stand-alone.

La notation du Groupe est susceptible d'être impactée par les risques décrits au chapitre 2 du Document d'enregistrement universel 2022, en particulier, au risque 1A : « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH » et au risque 2D : « Risque d'accès à la liquidité ».

Société	Agence	Notation long terme	Notation court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB sous perspective stable	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective stable	P-2
	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective stable	F2
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB- avec perspective stable	B
	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n. a.
	Fitch Ratings	BBB- avec perspective stable	n. a.
Edison	Standard & Poor's	BBB avec perspective stable	A-2
	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n. a.

n. a. = non applicable.

### 7.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les TRI des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 30 juin 2023 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

### STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

30 juin 2023 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture *	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	56 761	22 225	78 986	84
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	23 347	(17 490)	5 857	6
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 354	(1 787)	7 567	8
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 255	(2 948)	1 307	2
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>93 717</b>	<b>0</b>	<b>93 717</b>	<b>100</b>

\* Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2023 :

### SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

30 juin 2023 (en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	78 986	-	78 986
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	5 857	586	6 443
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	7 567	758	8 325
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 307	131	1 438
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>93 717</b>	<b>1 475</b>	<b>95 192</b>

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe :

### POSITION DES ACTIFS NETS

30 juin 2023 <sup>*</sup> (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 547	2 950	(283)	1 880
CHF (Suisse)	20	-	18	2
PLN (Pologne)	302	-	153	149
GBP (Royaume-Uni)	23 416	6 084	4 975	12 357
BRL (Brésil)	2 084	-	-	2 084
CNY (Chine)	9 112	-	4 632	4 480

\* Actifs nets : vision au 30 juin 2023 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 30 juin 2023. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

#### 7.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 30 juin 2023, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 67 % à taux fixe et 33 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 305 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin juin 2023 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,84 % à fin juin 2023.

### STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

30 juin 2023 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	75 075	(11 902)	63 173	-
À taux variable	18 642	11 902	30 544	305
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>93 717</b>	<b>0</b>	<b>93 717</b>	<b>305</b>

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 14 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du

semestre clos le 30 juin 2023), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir la section 7.1.6).

### 7.1.5 Gestion du risque actions

#### Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée en section 7.1.6.

#### Couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 31,7 % en actions à fin juin 2023, soit un montant de 3,1 milliards d'euros.

Au 30 juin 2023, le fonds de pension des salariés d'EDF Energy, EDFG (EDF Group), a une allocation en actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) proche de 6% (5,8%), contre moins de 1% à la clôture 2022, et représente désormais un montant de 346 millions de livres sterling.

### 7.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006, codifiée au sein du code de l'environnement (articles L594-1 à 14) et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 14.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2023.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires – CSEN et Comité d'audit).

Le Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise.

#### Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF dans le cadre d'une politique de sécurisation du financement des charges nucléaires, conformément à la réglementation. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en 2021 pour tenir compte des évolutions des marchés de taux. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion (anciennement Division Gestion des Actifs Cotés) et par EDF Invest.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle <sup>(1)</sup> repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements.

Au 30 juin 2023, la valeur globale du portefeuille s'élève à 35 436 millions d'euros, contre 33 904 millions d'euros à fin décembre 2022. L'évolution des actifs dédiés sur le premier semestre 2023 est décrite en note 14.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023, et leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable est détaillée dans la note 14.2.2 de cette annexe.

#### COMPOSITION ANALYTIQUE ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	30/06/2023			31/12/2022		
	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance du premier semestre 2023	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2022
(en millions d'euros)						
Actifs de rendement	24,9 %	8 829	2,4 %	25,9 %	8 772	11,2 %
Actifs de croissance	37,1 %	13 133	11,0 %	36,1 %	12 251	- 15,8 %
Actifs de taux	38,0 %	13 474	2,4 %	38,0 %	12 881	- 12,1 %
<b>TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>100 %</b>	<b>35 436</b>	<b>5,5 %</b>	<b>100 %</b>	<b>33 904</b>	<b>- 8,5 %</b>

#### Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Au 30 juin 2023, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 12 570 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 14,19 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 17,04 % à fin 2022. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 30 juin 2023, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 784 millions d'euros.

Au 30 juin 2023, la sensibilité des obligations cotées (11 441 millions d'euros) s'établissait à 5,2, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 590 millions d'euros. La sensibilité était de 4,9 à fin décembre 2022.

### Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires estimé au 30 juin 2023 à 4,8 % (voir la note 14.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2023).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 5,8 % au 30 juin 2023.

### Dérogations en cours de validité et prescriptions accordées par l'autorité administrative en application des articles D. 594-6 et D. 594-7 du code de l'environnement

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 %.

#### 7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie représente la perte potentielle réalisée par le Groupe EDF dans l'hypothèse d'une défaillance future de sa contrepartie. Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin mars 2023, les expositions du Groupe sont à 89 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 31/12/2022	88%	11%	1%	100 %
au 31/03/2023	89%	11%	1%	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 31/12/2022	8%	0,5%	17%	54%	20,5%	100%
au 31/03/2023	9%	0,5%	13%	61%	16,5%	100%

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Leur baisse par rapport à décembre 2022 s'explique par la baisse des prix des commodités sur la période.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

## 7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

### 7.2.1 Politique de risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. Il est donc exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de gestion des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;

- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

## 7.2.2 Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de la politique actuelle de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie <sup>(1)</sup> permettant de capturer un prix moyen.

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction des Risques Groupe.

## 7.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 18.7 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés <sup>(2)</sup>. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

Au premier semestre 2023, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 57 millions d'euros depuis le 1<sup>er</sup> janvier, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

La VaR est restée inférieure à sa limite tout au long du premier semestre 2023.

Voir également la note 6 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir la note 18.7.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

## Note 8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées est détaillée dans la note 3.2 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023.

<sup>(1)</sup> Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

<sup>(2)</sup> EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

## Note 9 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2023

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté, ainsi que l'organisation du Groupe en matière de gestion et de contrôle de ses risques, dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du Document d'enregistrement universel (URD) 2022 déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 21 mars 2023 et disponible sur son site Internet ([www.amf-france.org](http://www.amf-france.org)) ainsi que sur celui du groupe EDF ([www.edf.com](http://www.edf.com)).

Le Groupe restant soumis aux risques propres à son activité déjà identifiés, la présentation des principaux risques figurant dans l'URD 2022 reste valable à la date de la publication du présent rapport pour l'appréciation des principaux risques et incertitudes auxquels le Groupe est exposé au 30 juin 2023 ou qui seraient susceptibles de l'affecter sur la seconde moitié de l'exercice en cours.

## Note 10 FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS

Les litiges du groupe EDF sont présentés dans le Document d'Enregistrement Universel (URD) 2022 en section 7.1.5. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative depuis la publication de l'URD, en complément des évolutions qui figurent dans la note 16.3 de l'annexe des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023.

### Enquête CRE/REMIT

Le 14 décembre 2017, la CRE a ouvert une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, entre le 1er janvier 2017 et le 30 juin 2018 inclus, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La CRE a informé EDF, par courrier en date du 14 avril 2023, avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs). Cela ne préjuge en rien de l'issue de la procédure.

### Recours par des ONG et des associations contre les autorisations administratives liées aux moyens de production

Un certain nombre d'autorisations et permis liés aux moyens de production du Groupe (ASN, décision préfectorale, décret, arrêté...) font l'objet de contentieux le plus souvent portés par des associations environnementales.

### Arbitrage CGN

Dans le cadre du pacte d'actionnaires de la société TNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limited, dont l'objet est la construction, l'exploitation, la maintenance et la gestion de la centrale nucléaire de Taishan d'une capacité de deux fois 1 750 MW, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre ses partenaires China General Nuclear Power Co., Ltd, Guangdong Nuclear Power Investments Co., Ltd et Taishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd (ensemble CGN), devant la CCI Singapour. Le désaccord portait sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée cohérente avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à la durée de la société TNPJVC. Le 6 juin 2023 le tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF.

### Contentieux OPAS

Dans le contexte de l'Offre publique d'achat simplifiée (« OPAS ») sur les titres d'EDF déposée par l'État français auprès de l'AMF le 4 octobre 2022 stipulant un prix de 12 euros par actions et de 15,52 euros par OCEANes, des associations de défense des intérêts des actionnaires minoritaires d'EDF ont initié plusieurs recours judiciaires.

Le 24 novembre 2022, le Conseil de surveillance du fonds commun de placement d'entreprise (« FCPE Actions EDF ») et Énergie En Actions ont introduit une action à bref délai au fond devant le Tribunal de commerce de Paris afin de solliciter l'annulation de la délibération du Conseil d'administration d'EDF du 27 octobre 2022 qui avait émis un avis sur l'offre de l'État ; cette demande a été rejetée par le Tribunal de commerce de Paris le 16 décembre 2022.

Par ailleurs, le 2 décembre 2022, les deux mêmes fonds rejoints par L'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires (« l'ADAM ») ont formé un recours en annulation devant la Cour d'appel de Paris à l'encontre de la décision de conformité de l'AMF du 22 novembre 2022 déclarant conforme l'offre de l'État aux dispositions législatives et réglementaires applicables. Par un arrêt du 2 mai 2023, la Cour d'appel de Paris a rejeté le recours en annulation contre la décision de conformité rendue par l'Autorité des marchés financiers sur l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'Etat français sur les titres de capital d'EDF.

### Framatome

Une procédure d'arbitrage est en cours entre Framatome SAS et Eskom Holding SOC Limited (Eskom), dans le cadre du contrat de remplacement des générateurs de vapeur des unités 1 et 2 de la centrale de Koeberg en Afrique du Sud. Le litige porte notamment sur les conséquences pour Framatome et ses sous-traitants du décalage du remplacement des générateurs de vapeurs initialement prévu lors d'arrêts en 2018, en raison de retards imputables à Eskom.

## Note 11 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits en note 20 de l'annexe des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2023.

**ELECTRICITE DE FRANCE**

**Rapport des commissaires aux comptes  
sur l'information financière semestrielle**

**(Période du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 30 juin 2023)**

**PricewaterhouseCoopers Audit**  
63, rue de Villiers  
92208 Neuilly-sur-Seine Cedex  
France

**KPMG SA**  
Tour EQHO  
92006 Paris le Défense Cedex  
France

**Rapport des commissaires aux comptes  
sur l'information financière semestrielle**

**(Période du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 30 juin 2023)**

Aux Actionnaires

**ELECTRICITE DE FRANCE S.A.**  
22 – 30 AVENUE DE WAGRAM  
75382 PARIS CEDEX 08

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, et en application de l'article L. 451-1-2 III du code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés résumés de la société ELECTRICITE DE FRANCE S.A., relatifs à la période du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 30 juin 2023, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés résumés ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

**I - Conclusion sur les comptes**

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France.

Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes semestriels consolidés résumés avec la norme IAS 34, norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

**II - Vérification spécifique**

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés résumés sur lesquels a porté notre examen limité.

**ELECTRICITE DE FRANCE**

**Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle**  
**Période du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 30 juin 2023 - Page 2**

---

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés résumés.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 26 juillet 2023

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit SAS

KPMG SA

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

MARIE  
GUILLEMOT  
OT

Signature  
numérique de  
MARIE  
GUILLEMOT  
Date : 2023.07.26  
23:38:29 +02'00'

Jacques-  
Francois  
Lethu  
2023.07.26  
23:50:40  
+02'00'

**COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS  
DU SEMESTRE CLOS AU 30 JUIN 2023**

## COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2023	S1 2022
Chiffre d'affaires	5.1	75 499	66 262
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(48 899)	(48 238)
Autres consommations externes <sup>(1)</sup>		(4 117)	(3 919)
Charges de personnel		(8 201)	(7 286)
Impôts et taxes	5.3	(2 714)	(2 383)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	4 538	(1 764)
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>5</b>	<b>16 106</b>	<b>2 672</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	6	(276)	(993)
Dotations aux amortissements		(5 472)	(5 534)
(Pertes de valeur)/reprises	10.4	(48)	(253)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(1 696)	(388)
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>8 614</b>	<b>(4 496)</b>
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(1 857)	(728)
Effet de l'actualisation	8.2	(1 977)	502
Autres produits et charges financiers	8.3	2 304	(2 721)
<b>Résultat financier</b>	<b>8</b>	<b>(1 530)</b>	<b>(2 947)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>7 084</b>	<b>(7 443)</b>
Impôts sur les résultats	9	(1 323)	1 840
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	142	444
Résultat net des activités en cours de cession		-	4
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>		<b>5 903</b>	<b>(5 155)</b>
<b>Dont résultat net - part du Groupe</b>		<b>5 808</b>	<b>(5 293)</b>
Résultat net des activités poursuivies		5 808	(5 297)
Résultat net des activités en cours de cession		-	4
<b>Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>95</b>	<b>138</b>
Activités poursuivies		95	138
Activités en cours de cession		-	-

<sup>(1)</sup> Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

## ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

	Notes	S1 2023			S1 2022		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>5 808</b>	<b>95</b>	<b>5 903</b>	<b>(5 293)</b>	<b>138</b>	<b>(5 155)</b>
<b>Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie</b>							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	17.5	6 552	42	6 594	3 589	22	3 611
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(1 692)	(35)	(1 727)	(919)	(5)	(924)
<b>Juste valeur des couvertures sur les investissements nets</b>							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	17.5	(341)	-	(341)	(74)	-	(74)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		147	-	147	58	-	58
<b>Juste valeur des titres de dettes</b>							
Juste valeur des titres de dettes – variation brute	17.1.2	279	-	279	(1 204)	-	(1 204)
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt		(72)	-	(72)	311	-	311
<b>Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)</b>							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	17.5	(17)	-	(17)	-	-	-
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
<b>Écarts de conversion des entités contrôlées</b>							
		<b>746</b>	<b>355</b>	<b>1 101</b>	<b>(196)</b>	<b>(202)</b>	<b>(398)</b>
<b>Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises</b>							
		<b>(132)</b>	<b>-</b>	<b>(132)</b>	<b>614</b>	<b>-</b>	<b>614</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat</b>							
		<b>5 470</b>	<b>362</b>	<b>5 832</b>	<b>2 179</b>	<b>(185)</b>	<b>1 994</b>
<b>Juste valeur des titres de capitaux propres</b>							
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute	17.1.2	3	-	3	(4)	-	(4)
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
<b>Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi</b>							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute <sup>(1)</sup>	15.1.2	499	(64)	435	9 104	38	9 142
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt <sup>(1)</sup>		58	16	74	(208)	(10)	(218)
<b>Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises</b>							
		<b>18</b>	<b>-</b>	<b>18</b>	<b>340</b>	<b>-</b>	<b>340</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat</b>							
		<b>578</b>	<b>(48)</b>	<b>530</b>	<b>9 232</b>	<b>28</b>	<b>9 260</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres</b>							
		<b>6 048</b>	<b>314</b>	<b>6 362</b>	<b>11 411</b>	<b>(157)</b>	<b>11 254</b>
<b>RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ</b>							
Dont résultat global des activités poursuivies		11 856	409	12 265	6 114	(19)	6 095
Dont résultat global des activités en cours de cession		-	-	-	4	-	4

<sup>(1)</sup> Les gains actuariels en capitaux propres concernent principalement le périmètre France (voir note 15.1.1). L'effet d'impôt correspondant est limité dans la mesure où la majeure partie des gains actuariels comptabilisée concerne la part de la provision pour avantages envers le personnel dont le retournement est à plus de 10 ans et pour laquelle aucun impôt différé n'a été reconnu, conformément à la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe.

## BILAN CONSOLIDÉ

<b>ACTIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2023	31/12/2022
Goodwill	10.1	9 717	9 513
Autres actifs incorporels	10.1	11 068	10 619
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	106 126	101 126
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	10	64 900	63 966
Immobilisations en concessions des autres activités	10	6 769	6 816
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11	9 047	9 421
Actifs financiers non courants	17.1	44 878	48 512
Autres débiteurs non courants	12.3	2 088	2 165
Impôts différés actifs	9	8 742	8 696
<b>Actif non courant</b>		<b>263 335</b>	<b>260 834</b>
Stocks		17 621	17 661
Clients et comptes rattachés	12.2	24 641	24 844
Actifs financiers courants	17.1	46 954	58 033
Actifs d'impôts courants		689	497
Autres débiteurs courants	12.3	8 328	15 165
Trésorerie et équivalents de trésorerie		8 074	10 948
<b>Actif courant</b>		<b>106 307</b>	<b>127 148</b>
Actifs détenus en vue de leur vente		138	150
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>369 780</b>	<b>388 132</b>
<b>CAPITAUX PROPRES ET PASSIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>			
	Notes	30/06/2023	31/12/2022
Capital	13	2 085	1 944
Réserves et résultats consolidés		45 868	32 396
<b>Capitaux propres – part du Groupe</b>		<b>47 953</b>	<b>34 340</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	13.5	13 712	12 272
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>13</b>	<b>61 665</b>	<b>46 612</b>
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	14	56 455	56 021
Provisions pour avantages du personnel	15	15 507	16 231
Autres provisions	16	5 077	4 671
<b>Provisions non courantes</b>		<b>77 039</b>	<b>76 923</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France		49 738	49 459
Passifs financiers non courants	17.2	75 504	71 058
Autres créditeurs non courants	12.5	5 492	4 968
Impôts différés passifs		2 810	1 533
<b>Passif non courant</b>		<b>210 583</b>	<b>203 941</b>
Provisions courantes	14, 15 et 16	10 033	7 943
Fournisseurs et comptes rattachés		15 901	23 284
Passifs financiers courants	17.2	44 060	71 844
Dettes d'impôts courants		1 662	967
Autres créditeurs courants	12.5	25 841	33 504
<b>Passif courant</b>		<b>97 497</b>	<b>137 542</b>
Passifs détenus en vue de leur vente		35	37
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>369 780</b>	<b>388 132</b>

## TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	S1 2023	S1 2022
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>5 903</b>	<b>(5 155)</b>
<b>Résultat net des activités en cours de cession</b>		<b>-</b>	<b>4</b>
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>		<b>5 903</b>	<b>(5 159)</b>
Pertes de valeur / (reprises)		45	253
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 389	5 713
Produits et charges financiers		1 096	96
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		384	98
Plus ou moins-values de cession		157	103
Impôt sur les résultats		1 322	(1 841)
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(1 41)	(444)
Variation du besoin en fonds de roulement	12.1.2	(8 020)	6 804
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>10 135</b>	<b>5 623</b>
Frais financiers nets décaissés		(1 083)	(424)
Impôts sur le résultat payés		(1 125)	(202)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies</b>		<b>7 927</b>	<b>4 997</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>		<b>7 927</b>	<b>4 997</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		33	(70)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		62	122
Investissements incorporels et corporels	10.3	(10 052)	(8 703)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		79	26
Variations d'actifs financiers		(1 070)	(11 553)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies</b>		<b>(10 948)</b>	<b>(20 178)</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>		<b>(10 948)</b>	<b>(20 178)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Augmentation de capital EDF	13.1	-	3 148
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle <sup>(1)</sup>		862	581
Dividendes versés par EDF	13.2	-	(72)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(190)	(139)
Achats/ventes d'actions propres		-	(2)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>		<b>672</b>	<b>3 516</b>
Émissions d'emprunts	17.2.2.1	9 465	15 370
Remboursements d'emprunts	17.2.2.1	(10 498)	(5 983)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	13.3	1 377	-
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	(820)	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	(300)	(332)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		101	169
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>		<b>(675)</b>	<b>9 224</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies</b>		<b>(3)</b>	<b>12 740</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>		<b>(3)</b>	<b>12 740</b>
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(3 024)	(2 441)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>(3 024)</b>	<b>(2 441)</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE</b>		<b>10 948</b>	<b>9 919</b>
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(3 024)	(2 441)
Variations de change		36	(99)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		96	28
Autres variations non monétaires		18	11
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE</b>		<b>8 074</b>	<b>7 418</b>

<sup>(1)</sup> Comprend en 2023, un montant de 776 millions d'euros au titre des augmentations de capital de CGN dans NNB Holding (HPC) et de HMG dans NNB Holding (SZC) Ltd. Comprend en 2022, un montant de 613 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding (HPC) et NNB Holding (SZC) Ltd.

## VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

La variation des capitaux propres du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2023 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) <sup>(1)</sup>	Autres réserves consolidées et résultats <sup>(2)</sup>	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
<b>Capitaux propres au 31/12/2022</b>	<b>1 944</b>	<b>(7)</b>	<b>(175)</b>	<b>(7 451)</b>	<b>40 029</b>	<b>34 340</b>	<b>12 272</b>	<b>46 612</b>
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	616	4 843	592	6 051	314	6 365
Résultat net	-	-	-	-	5 808	5 808	95	5 903
<b>Résultat global consolidé</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>616</b>	<b>4 843</b>	<b>6 400</b>	<b>11 859</b>	<b>409</b>	<b>12 268</b>
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(300)	(300)	-	(300)
Emissions / rachats TSDI et OCEANES	141	-	-	-	2 258	2 399	-	2 399
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(209)	(209)
Autres variations <sup>(3)</sup>	-	-	-	(1)	(344)	(345)	1 240	895
<b>CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2023</b>	<b>2 085</b>	<b>(7)</b>	<b>441</b>	<b>(2 609)</b>	<b>48 043</b>	<b>47 953</b>	<b>13 712</b>	<b>61 665</b>

<sup>(1)</sup> Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

<sup>(2)</sup> Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

<sup>(3)</sup> Sur le premier semestre 2023, les « Autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding (HPC) Ltd. pour 525 millions d'euros et par HMG dans NNB Holding (SZC) Ltd pour 251 millions d'euros.

La variation des capitaux propres du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2022 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) <sup>(1)</sup>	Autres réserves consolidées et résultats <sup>(2)</sup>	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
<b>Capitaux propres au 31/12/2021</b>	<b>1 619</b>	<b>(14)</b>	<b>828</b>	<b>(4 474)</b>	<b>52 252</b>	<b>50 211</b>	<b>11 778</b>	<b>61 989</b>
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	131	2 048	9 232	11 411	(157)	11 254
Résultat net	-	-	-	-	(5 293)	(5 293)	138	(5 155)
<b>Résultat global consolidé</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>131</b>	<b>2 048</b>	<b>3 939</b>	<b>6 118</b>	<b>(19)</b>	<b>6 099</b>
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(332)	(332)	-	(332)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 050)	(1 050)	(159)	(1 209)
Achats/ventes d'actions propres	-	(2)	-	-	-	(2)	-	(2)
Augmentations de capital d'EDF (voir note 13.1)	315	-	-	-	3 812	4 127	-	4 127
Autres variations <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	35	35	611	646
<b>CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2022</b>	<b>1 934</b>	<b>(16)</b>	<b>959</b>	<b>(2 426)</b>	<b>58 656</b>	<b>59 107</b>	<b>12 211</b>	<b>71 318</b>

<sup>(1)</sup> Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

<sup>(2)</sup> Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

<sup>(3)</sup> Sur le premier semestre 2022, les « Autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 613 millions d'euros. Les « Autres variations » comprennent également la contrepartie de la charge liée à l'Offre préférentielle Réserve aux Salariés (ORS) pour 44 millions d'euros (voir note 7).

## SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

<b>NOTE 1</b>	<b>RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE</b>	<b>9</b>
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	9
1.2	ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE	9
1.3	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	10
1.4	MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES	10
1.5	SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ	10
<b>NOTE 2</b>	<b>SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS</b>	<b>11</b>
<b>NOTE 3</b>	<b>PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION</b>	<b>13</b>
3.1	ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	13
3.2	PARTIES LIÉES	13
<b>NOTE 4</b>	<b>INFORMATIONS SECTORIELLES</b>	<b>14</b>
<b>NOTE 5</b>	<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>15</b>
5.1	CHIFFRE D'AFFAIRES	16
5.2	ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	21
5.3	IMPÔTS ET TAXES	21
5.4	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	23
<b>NOTE 6</b>	<b>VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING</b>	<b>23</b>
<b>NOTE 7</b>	<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION</b>	<b>24</b>
<b>NOTE 8</b>	<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>24</b>
8.1	COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	24
8.2	EFFET DE L'ACTUALISATION	24
8.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	25
<b>NOTE 9</b>	<b>IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS</b>	<b>25</b>
<b>NOTE 10</b>	<b>ACTIFS IMMOBILISÉS</b>	<b>27</b>
10.1	GOODWILL ET AUTRES ACTIFS INCORPORELS	27
10.2	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	27
10.3	INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	33
10.4	PERTES DE VALEUR / REPRISES	33
<b>NOTE 11</b>	<b>PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES</b>	<b>36</b>
11.1	TAISHAN	36
11.2	AUTRES PARTICIPATIONS	37
<b>NOTE 12</b>	<b>BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT (BFR)</b>	<b>37</b>
12.1	COMPOSITION ET VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	37
12.2	CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	38
12.3	AUTRES DÉBITEURS	39
12.4	FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	39
12.5	AUTRES CRÉDITEURS	40
<b>NOTE 13</b>	<b>CAPITAUX PROPRES</b>	<b>42</b>
13.1	CAPITAL SOCIAL	42
13.2	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	42
13.3	TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE	42
13.4	OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCÉANES)	43
13.5	PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)	43

---

<b>NOTE 14</b>	<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>44</b>
14.1	PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE	45
14.2	ACTIFS DÉDIÉS D'EDF	47
14.3	SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME D'EDF	48
<b>NOTE 15</b>	<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>49</b>
15.1	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL DU GROUPE	49
15.2	HYPOTHÈSES ACTUARIELLES	50
<b>NOTE 16</b>	<b>AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS</b>	<b>51</b>
16.1	AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION	51
16.2	AUTRES PROVISIONS	51
16.3	PASSIFS ÉVENTUELS	52
<b>NOTE 17</b>	<b>ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>54</b>
17.1	ACTIFS FINANCIERS	54
17.2	PASSIFS FINANCIERS	56
17.3	LIGNES DE CRÉDIT NON UTILISÉES	58
17.4	JUSTE VALEUR DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	58
17.5	VARIATION DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	58
<b>NOTE 18</b>	<b>INDICATEURS FINANCIERS</b>	<b>59</b>
18.1	RÉSULTAT NET COURANT	59
18.2	ENDETTEMENT FINANCIER NET	60
<b>NOTE 19</b>	<b>ENGAGEMENTS HORS BILAN</b>	<b>61</b>
19.1	ENGAGEMENTS DONNÉS	61
19.2	ENGAGEMENTS REÇUS	63
<b>NOTE 20</b>	<b>ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE</b>	<b>63</b>

## ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés résumés (ci-après « les comptes consolidés ») reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour le semestre écoulé au 30 juin 2023.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique...), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2023 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 26 juillet 2023.

### NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

#### 1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2023 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2023. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés semestriels sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ». Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. À ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2022.

À l'exception des évolutions relatives au référentiel comptable détaillées en note 1.2 et des méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires précisées en note 1.4, les règles d'évaluation et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées et décrites dans la note 1.3 et dans les différentes notes concernées de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

#### 1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

##### 1.2.1 Amendements à IAS 12 « Impôts sur le résultat » : Impôts différés rattachés à des actifs et passifs issus d'une même transaction

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023, les entités doivent désormais comptabiliser des impôts différés sur les transactions qui, lors de leur comptabilisation initiale, donnent lieu à des montants identiques de différences temporelles imposables et déductibles.

Les amendements de la norme IAS 12 visent notamment à clarifier le traitement des impôts différés liés aux contrats de location, ainsi qu'aux coûts de démantèlement. Ils prévoient la comptabilisation d'un actif d'impôt différé et d'un passif d'impôt différé pour toutes les différences temporelles déductibles et imposables relatives à de telles transactions.

Le Groupe constatait déjà un impôt différé pour le montant net entre les différences temporelles déductibles et imposables au titre de ces transactions. En conséquence, l'application de ces amendements n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe. Seules les informations fournies en annexe des comptes annuels relatives à la ventilation des impôts différés par nature seront modifiées à compter du 31 décembre 2023.

##### 1.2.2 IFRS 17 « Contrats d'assurance »

La norme IFRS 17 pose les principes pour la reconnaissance, l'évaluation, la présentation et les informations à fournir concernant les contrats d'assurance entrant dans le champ d'application de la norme.

Le Groupe n'a pas constaté d'impact matériel résultant de son application, notamment parce que les activités d'assurance exercées par les captives sont internes au groupe, les filiales étant les seules bénéficiaires assurées, et sont donc éliminées en consolidation.

### 1.2.3 Autres textes

Les amendements suivants, applicables depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023, n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe :

- IAS 1 « Présentation des états financiers » : Informations à fournir sur les méthodes comptables
- IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs » : Définition d'une estimation comptable.

### 1.2.4 Réforme des taux interbancaires de référence – Amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16

Ces amendements sont applicables, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, aux actifs et passifs financiers pour lesquels les modifications contractuelles sont une conséquence directe de la réforme des taux d'intérêt.

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective sans impact en résultat et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues. Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de fallback, évolution des systèmes d'information).

Les opérations de remplacement du dernier taux de référence, le Libor USD, ont été menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, le 30 juin 2023.

## 1.3 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et 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 existantes en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

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

Les principaux jugements et estimations du Groupe sont décrits en note 1.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

## 1.4 MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES

Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires sont les suivantes :

### 1.4.1 Avantages du personnel

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin est calculé en projetant sur un semestre l'engagement de la clôture annuelle précédente, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture et ajusté le cas échéant des changements de régime.

En cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours de période, les hypothèses actuarielles et l'évaluation des engagements sont mises à jour à la date du changement. A compter de cette date, le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies sont ajustés en conséquence.

Hormis les situations visées précédemment, les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages du personnel pour les arrêts intermédiaires sont modifiées par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles si des évolutions significatives interviennent sur certains paramètres (par exemple le taux d'actualisation) (voir note 15.2).

### 1.4.2 Impôts sur les résultats

La charge d'impôts (exigible et différée) sur le résultat de la période intermédiaire est en général calculée en appliquant la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal au résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt.

## 1.5 SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ

Les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation intermédiaires sont caractérisés par une forte saisonnalité sur l'année civile, principalement en France. Les variations observées sont notamment liées à la production nucléaire de chaque période, aux conditions climatiques et à la structure tarifaire et l'évolution des prix de marché propres à chaque période.

## NOTE 2 SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS

Les principaux évènements et transactions significatifs du **premier semestre 2023** du Groupe sont les suivants :

- **Opération sur le capital du Groupe :**
  - Décision de la Cour d'appel de Paris rejetant le recours en annulation formé par des actionnaires minoritaires contre la décision de conformité de l'AMF - Réouverture de l'OPAS visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 2 mai 2023) ;
  - Résultat de l'offre publique d'achat simplifiée rouverte visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du 23 mai 2023, voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023) ;
  - Mise en œuvre du retrait obligatoire des titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du 8 juin 2023, voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023).
- **Développements dans le nucléaire :**
  - EDF a proposé à l'ASN une évolution de sa stratégie de contrôles du phénomène de corrosion sous contrainte. (cf. communiqués de presse du Groupe du 16 mars et 26 avril 2023, voir note 10.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023) ;
  - EDF a annoncé la création de sa filiale NUWARD pour renforcer le développement de son SMR désormais en phase d'avant-projet détaillé (cf. communiqué de presse du Groupe du 30 mars 2023, voir note 10.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023) ;
  - EDF et Trimet signent un contrat long-terme de fourniture d'électricité (cf. communiqué de presse du Groupe du 26 juin 2023) ;
  - Le groupe EDF dépose les demandes d'autorisations pour construire la 1<sup>ère</sup> paire de réacteurs EPR2 sur le site de Penly (cf. communiqué de presse du Groupe du 29 juin 2023, voir note 10.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023).
- **Opérations de financement :**
  - EDF a annoncé une émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 janvier 2023, voir note 17.2.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023) ;
  - Conversion des OCEANes EDF à échéance 2024 demandée par l'Etat (cf. communiqués de presse du Groupe du 28 février 2023 et 24 mai 2023, voir note 13.4 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023) ;
  - EDF a annoncé une émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 3 milliards de dollars U.S. et de 500 millions de dollars canadiens (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 mai 2023, voir note 17.2.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023) ;
  - EDF a l'intention de procéder à une nouvelle émission d'obligations hybrides libellées en dollars US et lance une offre de rachat d'une souche existante d'obligations hybrides libellées en dollars US (cf. communiqué de presse du 6 juin 2023, voir note 13.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023) ;
  - EDF annonce le succès de son émission d'obligations hybrides pour un montant nominal de 1,5 milliard de dollars US et la poursuite de l'offre contractuelle de rachat annoncée le 6 juin 2023. (cf. communiqué de presse du 9 juin 2023, voir note 13.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023) ;
  - EDF annonce le succès de son émission d'obligations senior Samouraï multi-tranches pour un montant nominal de 33 milliards de yens (cf. communiqué de presse du 22 juin 2023, voir note 17.2.2.2) ;
  - EDF annonce les résultats définitifs de son offre contractuelle de rachat d'une souche d'obligations hybrides libellées en dollars US. (cf. communiqué de presse du 7 juillet 2023, voir note 13.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023).
- **Cessions :**
  - EDF a finalisé la cession de sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas (cf. communiqué de presse du Groupe du 25 janvier 2023, voir note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023) ;
  - Imtech, société du Groupe Dalkia au Royaume-Uni a finalisé un accord avec Duke Street portant sur la cession de sa filiale Suir Engineering (cf. communiqué de presse de Dalkia du 1 février 2023, voir note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023).
- **Energies renouvelables :**
  - Le groupe EDF et Maple Power remportent un projet éolien en mer d'un gigawatt au large de la Normandie (cf. communiqués de presse d'EDF Renouvelables et du Groupe du 27 mars 2023, voir note 11.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023).
- **Autres faits marquants du Groupe :**
  - Décision du Conseil d'État sur le recours relatif à l'annulation de l'attribution de 20 TWh d'électricité supplémentaires pour 2022 au titre de l'ARENH (cf. communiqué de presse du Groupe du 5 février 2023, voir note 5.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 30 juin 2023).

Les principaux événements et transactions significatifs en 2022 étaient les suivants :

- **Opération sur le capital du Groupe :**
  - Ouverture de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 novembre 2022) ;
  - Résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 février 2023, voir notes 13.1 et 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
- **Développements dans le nucléaire :**
  - Fin de la production d'électricité sans émission de carbone et déchargement du combustible en cours à Hunterston B (cf. communiqués de presse d'EDF Energy du 7 janvier 2022 et du 17 mai 2022, voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - Points d'actualité sur l'EPR de Flamanville (cf. communiqués de presse du Groupe du 12 janvier et 16 décembre 2022, voir note 10.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - Actualisation de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. les communiqués de presse du Groupe du 13 janvier, 7 février, 11 février, 15 septembre et 3 novembre 2022) ;
  - Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 5 et 10.6 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - Point d'actualité sur Hinkley Point C : révision du calendrier et des coûts du projet (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 10.6 et 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - Points d'actualité sur Sizewell C : Le gouvernement accorde l'autorisation d'aménagement (DCO - *Development Consent Order*) à Sizewell C (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 20 juillet 2022) et EDF se félicite de la décision du gouvernement britannique de co-financer le développement du projet Sizewell C (cf. communiqué de presse du Groupe du 29 novembre 2022, voir note 10.6 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - EDF et GE ont signé un accord définitif relatif à l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power (cf. communiqués de presse du Groupe du 10 février 2022 et du 4 novembre 2022, voir note 3.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022).
- **Cessions :**
  - Edison a signé un accord pour la cession de la participation dans North Reggane à Repsol et Wintershall Dea (cf. communiqués de presse d'Edison du 5 mai 2022 et du 29 juin 2022, voir note 3.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - EDF Trading a cédé ses activités de vente au détail en Amérique du Nord à bp (cf. communiqués de presse d'EDF Trading du 12 septembre et 30 novembre 2022, voir note 3.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - EDF annonce avoir conclu un accord pour vendre sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 septembre 2022, voir note 3.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - Imtech, société du Groupe Dalkia au Royaume-Uni a signé un accord avec Duke Street portant sur la cession de sa filiale Suir Engineering (cf. communiqué de presse de Dalkia du 14 novembre 2022, voir note 3.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022).
- **Autres faits marquants du Groupe :**
  - Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - Communication d'EDF sur la décision de l'Autorité de la concurrence (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 février 2022, voir note 17 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 mars 2022, voir notes 5 et 17.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022) ;
  - Recours relatif à l'attribution de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 (cf. communiqués de presse du Groupe du 9 août 2022 et du 27 octobre 2022, voir note 5.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022).

## NOTE 3 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

### 3.1 ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

#### 3.1.1 Evolutions du périmètre sur le premier semestre 2023

Sur le premier semestre 2023, le Groupe connaît les variations du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe aux Pays-Bas à EPH, producteur et gestionnaire du réseau d'électricité tchèque, le 25 janvier 2023. EDF détenait et exploitait 50 % de la centrale, conjointement avec son partenaire Pzem.

Cette transaction avait eu un impact de 0,2 milliard d'euros sur le compte de résultat du Groupe en 2022 (principalement lié à la reprise d'une provision pour contrat onéreux devenue sans objet) et a un impact non significatif sur l'endettement financier du Groupe en 2023.

- la cession de 100% de Suir Engineering par Imtech au fonds d'investissement Duke Street le 1<sup>er</sup> février 2023. Cette transaction a un impact positif sur le désendettement du Groupe pour 0,1 milliard d'euros en 2023 et un impact non significatif sur le résultat net consolidé.

Par ailleurs, les opérations suivantes liées aux accords engageants signés en 2022 se poursuivent :

- la cession par Edison de la participation dans la licence Reggane-Nord en Algérie ;

Le 4 mai 2022, Edison a annoncé la signature d'un accord avec Wintershall Dea Algeria GmbH pour la vente de sa participation de 11,25 % dans le champ gazier de Reggane-Nord en Algérie, complétant ainsi la cession de toutes les activités d'exploration et de production (E&P).

Le 29 juin 2022, suite à l'exercice par Repsol de son droit de préemption, cet accord a été modifié en conséquence pour refléter la cession de la participation d'Edison entre Repsol (6,75 %) et Wintershall Dea (4,50 %).

Depuis le 31 décembre 2022, les actifs et passifs correspondants sont classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente (voir note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022). La finalisation de la transaction est soumise à certaines approbations attendues sur le second semestre 2023.

- l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power ;

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

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

La réalisation de l'acquisition, envisagée au second semestre 2023, pourra intervenir après la levée des conditions suspensives habituelles y compris l'obtention des autorisations réglementaires requises. A ce jour, les autorités de la concurrence française, britannique, finlandaise, marocaine et sud-africaine ont autorisé sans conditions la réalisation de cette acquisition. Par ailleurs, les autorisations au titre des investissements étrangers ont été accordées par la Suède et la Roumanie. Il reste à date l'obtention de l'autorisation au titre des investissements étrangers de la Grande Bretagne ainsi que les autorisations réglementaires russes.

#### 3.1.2 Evolutions du périmètre en 2022

Sur l'exercice 2022, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes (voir note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022) :

- acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia, le 19 décembre 2022, sans impact significatif sur les états financiers du Groupe ;
- Cession par EDF Trading Limited, le 30 novembre 2022, de sa filiale EDF Energy Services LLC (EDFES), regroupant les activités de détail d'EDF Trading North America. Les activités d'EDF Trading en Europe, en Asie et de négoce en gros en Amérique du Nord ne sont pas affectées par l'accord. Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,5 milliard d'euros en 2022.

### 3.2 PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2022. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public notamment auprès du Groupe Orano pour la fourniture, le transport et le retraitement du combustible nucléaire.

## NOTE 4 INFORMATIONS SECTORIELLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant élimination inter-secteurs et comprennent le cas échéant les effets en résultat consécutifs aux revalorisations d'actifs et de passifs effectuées dans le cadre des prises de contrôle selon IFRS 3.

**Au 30 juin 2023**

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commerciali- sation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers <sup>(1)</sup>	Éliminations intersecteurs	Total
<b>Compte de résultat :</b>											
Chiffre d'affaires externe	32 104	9 948	955	12 112	9 541	2 856	698	3 023	4 262	-	<b>75 499</b>
Chiffre d'affaires intersecteurs	2 518	30	1 004	28	2	243	287	388	393	(4 893)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>34 622</b>	<b>9 978</b>	<b>1 959</b>	<b>12 140</b>	<b>9 543</b>	<b>3 099</b>	<b>985</b>	<b>3 411</b>	<b>4 655</b>	<b>(4 893)</b>	<b>75 499</b>
<b>ÉCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>8 641</b>	<b>1 176</b>	<b>307</b>	<b>2 266</b>	<b>828</b>	<b>508</b>	<b>433</b>	<b>220</b>	<b>1 924</b>	<b>(197)</b>	<b>16 106</b>
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>5 451</b>	<b>(595)</b>	<b>144</b>	<b>1 893</b>	<b>442</b>	<b>(5)</b>	<b>88</b>	<b>5</b>	<b>1 528</b>	<b>(197)</b>	<b>8 754</b>
Goodwill	132	223	1 450	6 758	155	50	187	620	142	-	9 717
Immobilisations incorporelles et corporelles	62 066	69 818	2 891	30 786	5 906	2 244	12 372	2 316	464	-	188 863
Investissements corporels et incorporels	3 180	2 562	122	2 580	158	155	1 173	111	11	-	10 052
- dont acquisitions d'immobilisations	2 700	2 408	141	2 712	157	157	1 051	109	11	-	9 446
- dont variations des dettes sur acquisitions d'immobilisations	480	154	(19)	(132)	1	(2)	122	2	-	-	606

<sup>(1)</sup>Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 2 233 millions d'euros.

**Au 30 juin 2022**

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commerciali- sation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers <sup>(1)</sup>	Éliminations intersecteurs	Total
<b>Compte de résultat :</b>											
Chiffre d'affaires externe	22 804	9 475	989	6 898	12 996	2 473	640	2 726	7 261	-	<b>66 262</b>
Chiffre d'affaires intersecteurs	958	103	988	6	21	112	411	485	436	(3 520)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>23 762</b>	<b>9 578</b>	<b>1 977</b>	<b>6 904</b>	<b>13 017</b>	<b>2 585</b>	<b>1 051</b>	<b>3 211</b>	<b>7 697</b>	<b>(3 520)</b>	<b>66 262</b>
<b>ÉCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>(4 988)</b>	<b>3 171</b>	<b>321</b>	<b>860</b>	<b>622</b>	<b>291</b>	<b>500</b>	<b>185</b>	<b>1 845</b>	<b>(135)</b>	<b>2 672</b>
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>(8 054)</b>	<b>1 364</b>	<b>172</b>	<b>298</b>	<b>345</b>	<b>99</b>	<b>111</b>	<b>(98)</b>	<b>1 402</b>	<b>(135)</b>	<b>(4 496)</b>
Goodwill	127	223	1 450	7 928	125	50	187	588	142	-	10 820
Immobilisations incorporelles et corporelles	60 198	67 803	2 821	25 993	5 769	1 980	11 486	2 237	505	-	178 792
Investissements corporels et incorporels	2 842	2 385	102	2 010	202	60	1 012	78	12	-	8 703
- dont acquisitions d'immobilisations	2 395	2 234	123	2 126	201	68	853	88	11	-	8 099
- dont variations des dettes sur acquisitions d'immobilisations	447	151	(21)	(116)	1	(8)	159	(10)	1	-	604

<sup>(1)</sup>Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 2 098 millions d'euros.

## NOTE 5 EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2023	30/06/2022
<b>Chiffre d'affaires</b>	5.1	75 499	66 262
<b>Achats de combustible et d'énergie</b>	5.2	(48 899)	(48 238)
Services extérieurs		(7 866)	(6 774)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(2 117)	(2 056)
Production stockée et immobilisée		5 736	4 785
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		130	126
<b>Autres consommations externes</b>		(4 117)	(3 919)
<b>Charges de personnel</b>		(8 201)	(7 286)
<b>Impôts et taxes</b>	5.3	(2 714)	(2 383)
<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	5.4	4 538	(1 764)
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>		<b>16 106</b>	<b>2 672</b>

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 16 106 millions d'euros à fin juin 2023, soit une augmentation de 13 434 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une augmentation organique de +13 492 millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par une croissance sur les secteurs France - Activités de production et commercialisation (+13 639 millions d'euros) et le Royaume-Uni (+1 440 millions d'euros), *a contrario*, une diminution sur le secteur France - Activités régulées ((1 995) millions d'euros).

Cette évolution intègre une hausse des charges de personnel ((931) millions d'euros), soit 12,8 % en lien notamment avec les mesures salariales adoptées dans des contextes inflationnistes.

Sur le secteur **France – Activités de production et commercialisation**, l'augmentation organique de l'EBE de +13 639 millions d'euros s'explique principalement par des effets prix favorables dans un contexte d'absence de mesure régulatoire exceptionnelle pénalisant le Groupe au premier semestre 2023 par comparaison au premier semestre 2022, les mesures de limitations des tarifs par les mécanismes de boucliers et d'amortisseurs (pénalisant le chiffre d'affaires) étant aujourd'hui compensées par l'État au travers de la CSPE (en autres produits et charges opérationnels). L'EBE est également favorablement impacté par la hausse de la production nucléaire +4,0 TWh et hydraulique +1,1 TWh sur le premier semestre 2023 par rapport à celui de 2022.

La hausse organique de l'EBE du secteur **Royaume-Uni** de +1 440 millions d'euros est essentiellement due à des effets prix (prix réalisés du nucléaire +1 2€/MWh), malgré une baisse de la production nucléaire de 5,1 TWh liée en majeure partie à la fermeture de la centrale d'Hinkley Point B depuis août 2022.

Concernant le secteur **France – Activités régulées**, la diminution organique de (1 995) millions d'euros provient essentiellement chez Enedis d'un effet prix sur les achats de pertes pour 2023 contractualisés en 2022 dans un contexte de prix de marché élevés, sans équivalent sur le premier semestre 2022.

## 5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

### 5.1.1 Evolutions réglementaires en France

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

Le cadre réglementaire des tarifs réglementés de vente d'électricité est décrit dans la note 5.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

#### Mouvements tarifaires

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

La comparabilité du chiffre d'affaires entre le premier semestre 2022 et le premier semestre 2023 est affectée par les mouvements tarifaires 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
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
22/06/2023	10 % TTC (10,0 % HT)	10 % TTC (10,0 % HT)	à venir <sup>(1)</sup>	01/08/2023

<sup>(1)</sup>Sous réserve d'approbation

Au 1<sup>er</sup> février 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15 % TTC par rapport à ceux en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> février 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles.

La proposition soumise le 17 juillet 2023 au Conseil Supérieur de l'Energie du 25 juillet 2023 confirme le prolongement du bouclier tarifaire mais avec une nouvelle augmentation des TRVE de 10% TTC par rapport à ceux en vigueur au 30 juin 2023.

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

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour leurs offres au tarif réglementé (TRV) et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non-résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE).

Dans une délibération du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une augmentation de 99,36 % TTC (soit 108,91 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 97,94 % TTC (soit 106,88 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1<sup>er</sup> février 2023. Cette proposition est justifiée au premier ordre par :

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

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

Le Groupe a ainsi enregistré une compensation au titre de ses pertes de recettes pour 6,5 milliards d'euros dans le compte de résultat au 30 juin 2023 (voir note 5.4).

Dans une délibération du 22 juin 2023, la CRE a proposé une augmentation de 0,88 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus résidentiels et une baisse de 0,32 % TTC (soit 0,35 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1<sup>er</sup> août 2023. Cette proposition est justifiée au premier ordre par l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1<sup>er</sup> août 2023, en partie compensée par la mise à jour à la baisse de rattrapages au titre de 2022, en particulier sur le non résidentiel.

Ces évolutions amènent la CRE à situer le tarif théorique à 74.5%% TTC au-dessus des tarifs gelés en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> février 2023.

Compte tenu de ces éléments, en vertu de l'article 181 de la loi de Finances du 30 décembre 2022 pour 2023, la proposition du gouvernement soumise au Conseil Supérieur de l'Énergie du 25 juillet 2023, pour avis, consiste en une augmentation moyenne au 1<sup>er</sup> août 2023 de 10% TTC des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels au 1<sup>er</sup> août 2023.

Par ailleurs, le IX de l'article 181 de la loi de Finances du 30 décembre 2022 pour 2023 met en place un dispositif « d'amortisseur électricité » ayant pour objectif d'accompagner les entreprises et les collectivités locales non éligibles au bouclier tarifaire, face à la hausse des prix de l'électricité constatée dans leurs contrats en 2023. Cette aide s'applique aux TPE ayant un compteur électrique d'une puissance supérieure à 36 kVA, aux PME et aux collectivités territoriales.

Le décret 2022-1774 du 31 décembre 2022, précise les modalités d'application de l'amortisseur électricité : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix pour 50 % des volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2023 et le prix d'exercice fixé à 180 €/MWh, cette réduction étant plafonnée à 320 €/MWh.

En complément de ce dispositif, le décret 2023-61 du 3 février 2023 modifiant le décret 2022-1774 du 31 décembre 2022 change les paramètres d'application de l'amortisseur pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA des TPE dont le prix de la part variable de l'électricité, hors taxes, hors acheminement, moyen en euros par mégawattheure résultant de leur contrat pour l'année 2023 excède 280 €/MWh en moyenne annuelle. La réduction de prix est alors appliquée sur 100 % du volume consommé et calculée par différence entre le prix moyen de la part variable de leur contrat et le prix d'exercice de 230 €/MWh (au lieu de 180 €/MWh). Cette réduction est plafonnée à 1 500 €/MWh (au lieu de 320 €/MWh).

L'amortisseur électricité représente au 30 juin 2023 une perte de recettes de 642 millions d'euros. Une compensation correspondante a été enregistrée en subvention d'exploitation.

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

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

### **TURPE 6 Distribution et Transport**

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

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, portant la décision sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> août 2022 à + 2,26 %. Dans sa délibération n° 2023-137 du 31 mai 2023, la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1<sup>er</sup> août 2023 est fixée à + 6,51 %.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne à + 1,09 % au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> août 2022 à - 0,01 %. Dans sa délibération n° 2023-136 du 31 mai 2023, la hausse du niveau moyen du TURPE Transport au 1<sup>er</sup> août 2023 est fixée à + 6,69 %.

Par sa délibération n° 2022-317 du 1<sup>er</sup> 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.

En outre, dans une autre délibération n° 2022-323 du 8 décembre 2022, la CRE a décidé de mettre en œuvre un versement anticipé exceptionnel aux utilisateurs du réseau public de transport d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de RTE. Dans le contexte de forte croissance et de volatilité des prix de gros de l'électricité au niveau européen, cet excédent au titre de l'année 2022, versé au CRCP, provient essentiellement de recettes d'interconnexions particulièrement élevées. Cette restitution a un effet direct pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport exploité par RTE, dont Enedis, qui ont bénéficié d'un versement unique de RTE en février 2023. Le Groupe avait reconnu à ce titre un avoir à recevoir de la part de RTE de 1 723 millions d'euros au 31 décembre 2022 (voir note 13.3.4 des états financiers consolidés au 31 décembre 2022).

## ARENH

### Dispositif général

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

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

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

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

### Mécanismes de l'ARENH complémentaire au titre de 2022

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui 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<sup>er</sup> 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 le Groupe :

- 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 capacité) de 4,1 milliards d'euros pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2022 au 31 décembre 2022 ; et
- 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 a 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 quatre 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 46,2 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 définis 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 (voir note 2). 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.

### ARENH au titre de 2023

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2023, 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).

### Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France. Le dispositif est décrit dans la note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

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 la période de livraison correspondant à l'hiver électrique 2026 / 2027, 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	2023
Prix (€/kW)	10	9,3	17,4	19,5	31,2	26,2	45,6

Pour l'année de livraison 2024, sept sessions de marché se sont tenues : quatre en 2022, avec les résultats suivants : 20 €/kW en avril et en juin, 34,1 €/kW en octobre et 23,1 €/kW en décembre 2022 ; trois en 2023 qui ont révélé les prix suivants : 29,9 €/kW en mars ; 34,5 €/kW en avril et 35 €/kW en juin 2023.

## 5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes du chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2023	S1 2022
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	70 325	61 194
dont ventes d'énergie <sup>(1)</sup>	59 346	50 582
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement <sup>(2)</sup> )	10 979	10 612
Autres ventes de biens et de services	2 941	2 970
Trading	2 233	2 098
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>75 499</b>	<b>66 262</b>

<sup>(1)</sup> Au 30 juin 2023, les ventes d'énergie incluent 3 157 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 6 251 millions d'euros au 30 juin 2022. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2023, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et Dalkia (électricité). En 2022, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz) et l'Italie (électricité).

<sup>(2)</sup> Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Electricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires du premier semestre 2023 est en hausse de 14,4 % soit +9,6 milliards d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+9,3 milliards d'euros, soit +40,7 %), Royaume-Uni (+5,5 milliards d'euros, +79,5 %) dont les augmentations sont partiellement compensées par les secteurs Italie (-3,5 milliards d'euros, soit -27,2 %) et Autres métiers (-2,9 milliards d'euros, soit -39,3 %).

Le chiffre d'affaires du secteur **France – Activités de production et commercialisation** est en hausse organique de +9,3 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix favorables sur les ventes au TRV et en offre de marché, malgré les mesures de limitations tarifaires mises en place par les Pouvoirs Publics au titre du bouclier et des amortisseurs. Elle s'explique également par des effets prix de marché de l'énergie favorables sur les obligations d'achat pour +2,8 milliards d'euros (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en hausse organique de +5,5 milliards d'euros, du fait principalement de l'impact de la hausse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et ce malgré une production nucléaire plus faible sur ce semestre.

La baisse organique du chiffre d'affaires de **l'Italie** atteint (3,5) milliards d'euros sur le premier semestre 2023. Cette diminution s'explique essentiellement par des effets volumes et des effets prix défavorables sur le gaz constatés sur l'ensemble des marchés, pour (3,2) milliards d'euros.

La diminution du chiffre d'affaires organique des **Autres métiers** de (2,9) milliards d'euros provient essentiellement des activités gazières ((3,1) milliards d'euros) en raison de la baisse des prix de marché de gros du gaz et très partiellement compensé par la marge de *trading* d'EDF Trading (+0,2 milliard d'euros) pénalisée par une réduction de volatilité des marchés dans un contexte de prix décroissants, que contrebalance une diminution du risque crédit systémique.

## 5.2 ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2023	S1 2022
Achats consommés de combustible – production d'énergie <sup>(1)</sup>	(11 794)	(15 230)
Achats d'énergie <sup>(1)</sup>	(32 727)	(29 149)
Charges de transport et d'acheminement	(4 219)	(4 087)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(218)	6
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	59	222
<b>ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE</b>	<b>(48 899)</b>	<b>(48 238)</b>

<sup>(1)</sup>Au 30 juin 2023, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 1 500 et 18 507 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 1 414 et 15 087 millions d'euros au 30 juin 2022. Au 30 juin 2023, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité et gaz), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). Au 30 juin 2022, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les « achats consommés de combustible » comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (gaz, combustible nucléaire et matières fissiles et en proportion peu significative charbon et fioul), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et Certificats d'énergie renouvelable).

La ligne « Achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de (0,8) milliard d'euros par rapport à 2022. Les augmentations portent principalement sur les secteurs France - Activité de production et commercialisation pour (1,4) milliard d'euros (essentiellement des achats d'électricité), France - Activité régulées pour (2,2) milliards d'euros (essentiellement des achats de pertes) et Royaume-Uni pour (3,8) milliards d'euros (essentiellement achats d'électricité). Elles sont compensées par les diminutions observées sur les secteurs Italie pour 3,8 milliards d'euros (principalement sur le gaz, en lien avec les baisses des volumes et des prix de marché) et Autres métiers (principalement au sein des activités gazières pour 3 milliards d'euros).

## 5.3 IMPÔTS ET TAXES

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2023	S1 2022
Impôts et taxes sur rémunérations	(187)	(171)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 275)	(1 344)
Autres impôts et taxes	(1 252)	(868)
<b>IMPÔTS ET TAXES</b>	<b>(2 714)</b>	<b>(2 383)</b>

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes augmentent de (332) millions d'euros, soit 13,9 % en lien notamment avec la mise en place du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI), qui atteint (175) millions d'euros sur le premier semestre 2023, principalement sur le secteur Autre international ((154) millions d'euros). L'impact du mécanisme de la CRI sur le premier semestre 2023 n'est pas comparable par rapport à 2022 puisqu'il n'était pas en vigueur.

L'augmentation des autres impôts et taxes provient également du segment France - production et commercialisation. En 2022, contrairement à 2023, la valeur ajoutée fiscale d'EDF était négative ce qui avait conduit à ne pas être redevable de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et à plafonner la cotisation foncière des entreprises.

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

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergie pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

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

S'agissant du **Groupe EDF**, sont concernées par ces prélèvements nos activités en France, en Belgique et au Royaume-Uni.

En **France**, le mécanisme prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente au sein de trois périodes de taxation : 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 30 novembre 2022, 1<sup>er</sup> décembre 2022 au 30 juin 2023 et 1<sup>er</sup> juillet 2023 au 31 décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente.

Les niveaux de seuils de rente (en €/MWh) ont été distingués par technologie de production d'électricité (en 8 catégories différentes) dont notamment 90 €/MWh pour le nucléaire, 100 €/MWh pour l'éolien ou le solaire, entre 80 et 140 €/MWh pour l'hydraulique (selon la puissance de l'installation). Par ailleurs, la France a fait le choix de taxer les installations de production d'électricité fonctionnant au gaz (y compris les cogénérations). Pour ces dernières, le seuil varie entre 40 et 110 €/MWh auquel il convient d'ajouter le coût du combustible.

Par conséquent, au sein du Groupe EDF en **France**, sont concernées par la CRI, EDF SA ainsi que les entités françaises de Dalkia (7,9 millions d'euros) et EDF Renouvelables (9,1 millions d'euros) au titre respectivement de leur production à partir de cogénération ou d'énergie renouvelable au premier semestre 2023.

S'agissant d'EDF SA, l'entreprise affiche un déficit reportable significatif au titre de la première période de taxation en 2022, ainsi que pour le mois de décembre 2022, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire sur cette période (-81,7 TWh). Du fait du mécanisme de report en avant, il n'est prévu de paiement d'aucune taxe par EDF SA au titre des deux premières périodes de la CRI.

En **Belgique**, EDF est concerné au titre de la production d'origine nucléaire et renouvelables à hauteur de 154 millions d'euros au titre de 2023 avec une taxation à 100 % au-delà d'un seuil de 130 €/MWh.

### Autres mécanismes similaires dans le Groupe

Le **Royaume-Uni** a également mis en place un dispositif de taxation de la production d'électricité nommé *Electricity Generator Levy (EGL)*. Cette taxe est due par les producteurs d'électricité d'origine charbon, renouvelable et nucléaire, mais exclut les revenus tirés des centrales à gaz. Les activités de *trading* ne sont pas concernées. Cette réglementation vise à taxer, à hauteur de 45%, les revenus excédant 75£/MWh perçus par les producteurs. Il est prévu que le mécanisme s'applique du 1<sup>er</sup> janvier 2023 jusqu'au 30 mars 2028. La mesure de limitation des revenus des producteurs d'électricité n'entraîne aucune charge au titre du premier semestre 2023 pour EDF Energy. Ce montant est une estimation qui sera revue sur le deuxième semestre à la suite de la promulgation d'une loi complémentaire attendue fin juillet 2023.

## 5.4 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels comprennent principalement la Contribution au Service public de l'énergie (CSPE) reçue ou à recevoir par EDF dont le cadre légal et réglementaire est décrit dans la note 5.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

Ce mécanisme se traduit par la comptabilisation d'un produit de 5 551 millions d'euros en 2023 (1 339 millions d'euros en 2022).

Au 30 juin 2023, la compensation relative aux obligations d'achats se traduit par une charge de 2 694 millions d'euros (contre un produit de 195 millions d'euros au 30 juin 2022). En effet, depuis fin 2022, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achats ont fortement diminué et sont négatives du fait du niveau des prix de marché très élevés et devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'Etat.

A *contrario*, la compensation des charges de service public intègre un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 7 194 millions d'euros (sans équivalent au premier semestre 2022, à l'exception du gaz du mécanisme pour le gaz à hauteur de 28 millions d'euros). Le dispositif de bouclier tarifaire électricité est compensé à hauteur de 6 458 millions d'euros et l'amortisseur électricité à hauteur de 642 millions d'euros (voir note 3.1), la compensation du bouclier tarifaire gaz représente 94 millions d'euros.

La contrepartie du produit de CSPE au 30 juin 2023 est comptabilisée en « Autres créditeurs » (voir note 12.5).

Les autres produits et charges opérationnels intègrent également, dans une moindre mesure, les charges liées à l'obtention des Certificats d'Economie d'Énergie (CEE) (voir note 5.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022 pour le descriptif du mécanisme), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France, les compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France, ainsi que les charges et produits liés à l'arrêt des deux tranches de Fessenheim (voir note 5.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022).

Au 30 juin 2022, les autres produits et charges opérationnels intégraient de façon spécifique une provision de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire de 20 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application (voir note 2). Les textes organisaient 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 46,2 €/MWh aux fournisseurs éligibles et un achat de 19,5 TWh au prix de 256,98 €/MWh à ces mêmes fournisseurs éligibles. Ce dispositif représentait un coût net certain pour EDF de 4 110 millions d'euros pour l'exercice 2022.

## NOTE 6 VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE *TRADING*

(en millions d'euros)

	S1 2023	S1 2022
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE <i>TRADING</i>	(276)	(993)

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de (993) millions d'euros au premier semestre 2022 à (276) millions d'euros au premier semestre 2023, principalement liées à une moindre volatilité des prix en 2023, dans un contexte de prix de marché baissiers des commodités contrairement au premier semestre 2022.

## NOTE 7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (1 696) millions d'euros au premier semestre 2023. Ils comprennent principalement :

- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (226) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- une dotation complémentaire exceptionnelle aux provisions pour risques et charges à hauteur de 1 026 millions d'euros au titre de négociations sur un contrat en cours (voir notes 14.1 et 16.2) ;
- une dotation aux provisions de 354 millions d'euros à la suite de l'accord intermédiaire signé entre Engie et le gouvernement belge sur le transfert de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires au gouvernement belge (voir note 14.1). Ce montant est une estimation susceptible d'être modifiée à l'issue des accords définitifs.

Au premier semestre 2022, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (388) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- la charge liée à l'Offre préférentielle Réservee aux Salariés (ORS) pour (64) millions d'euros ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (308) millions d'euros ;
- le résultat de cession sur Dalkia Russie pour (15) millions d'euros.

## NOTE 8 RÉSULTAT FINANCIER

### 8.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

Le coût de l'endettement brut atteint (1 857) millions d'euros au 30 juin 2023 contre (728) millions d'euros au 30 juin 2022. Cette augmentation s'explique pour partie par un effet d'assiette sur les financements mis en place au cours du deuxième semestre 2022 et du premier semestre 2023 (endettement financier net de 64,8 milliards d'euros au 30 juin 2023 (voir note 18.2) et 42,8 milliards d'euros au 30 juin 2022) et par un effet taux en lien avec la hausse des taux d'intérêts constatée.

### 8.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

L'effet de désactualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette (charge) / produit est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	S1 2023	S1 2022
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme <sup>(1)</sup>	(664)	(335)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs <sup>(2)</sup>	(1 291)	753
Autres provisions et avances	(22)	84
<b>EFFET DE L'ACTUALISATION</b>	<b>(1 977)</b>	<b>502</b>

<sup>(1)</sup>Voir note 15.1.2.

<sup>(2)</sup>Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 17.1.3).

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au premier semestre 2023 s'explique par la hausse du taux d'actualisation réel applicable au 1<sup>er</sup> janvier 2023 (en France : 3,9 % contre 1,3 % au 1<sup>er</sup> janvier 2022) partiellement compensée par une baisse du volume des engagements au 1<sup>er</sup> janvier 2023.

La hausse des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires au premier semestre 2023 résulte principalement d'un effet taux à hauteur de (1 596) millions d'euros, du fait de la stabilité du taux d'actualisation réel en France sur le premier semestre 2023, après une hausse du taux réel de 30 points de base sur le premier semestre 2022 (voir note 14.1). La charge de désactualisation courante du premier semestre 2022 avait ainsi été plus que compensée par un effet favorable d'actualisation lié à ce changement de taux.

### 8.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2023	S1 2022
Produits (charges) sur actifs financiers	412	294
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 333	(3 252)
Autres	559	237
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS</b>	<b>2 304</b>	<b>(2 721)</b>

Les produits et charges sur actifs financiers sont constitués des produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie, des produits et charges sur titres de dettes et de capitaux propres et sur les autres actifs financiers.

Au 30 juin 2023, les variations de juste valeur liées aux instruments financiers incluent 1 392 millions d'euros au titre des actifs dédiés (voir note 14.2.1). Les autres éléments comprennent notamment (136) millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable (dont (60) millions d'euros au titre des actifs dédiés).

Au 30 juin 2022, les variations de juste valeur liées aux instruments financiers incluaient (3 196) millions d'euros au titre des actifs dédiés (voir note 14.2.1). Les autres éléments comprenaient notamment (43) millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable (dont (115) millions d'euros au titre des actifs dédiés).

## NOTE 9 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à 1 323 millions d'euros au 30 juin 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 18,7 % (contre un produit de 1 840 millions d'euros au 30 juin 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,7 %).

(en millions d'euros)	S1 2023	S1 2022
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	7 084	(7 443)
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82%	25,82 %
Charge théorique d'impôt	(1 829)	1 922
Différences de taux d'imposition <sup>(1)</sup>	21	43
Différences permanentes	(15)	(25)
Impôts sans base <sup>(2)</sup>	112	(49)
Actifs d'impôts différés non reconnus <sup>(3)</sup>	389	(51)
Autres	(1)	-
<b>CHARGE RÉELLE D'IMPÔT</b>	<b>(1 323)</b>	<b>1 840</b>
<b>TAUX EFFECTIF D'IMPÔT</b>	<b>18,68%</b>	<b>24,70%</b>

La variation de (3 163) millions d'euros entre le produit d'impôt 2022 et la charge d'impôt 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 14 527 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de (3 751) millions d'euros.

La charge d'impôt est également impactée par la reconnaissance d'impôts différés actifs au titre du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95%) et par l'absence d'effets défavorables en 2023 relatifs à la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée en Italie en 2022 et à des contentieux fiscaux.

L'actif d'impôts différés de 7 872 millions d'euros constaté au 31 décembre 2022 au titre de la perte réalisée en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France fait, en effet, l'objet d'une reconnaissance complémentaire partielle à hauteur de 385 millions d'euros, sur les 1 060 millions d'euros non reconnus au 31 décembre 2022, traduisant des perspectives favorables pour 2023.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 18,9 % au 30 juin 2023 contre un taux de 26,1 % au 30 juin 2022.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif d'impôt s'explique par les principaux éléments suivants :

Pour juin 2023 :

- <sup>(1)</sup> l'impact favorable des différences de taux d'imposition du Royaume-Uni, où le taux d'imposition normatif moyen applicable en 2023 est de 23,5 %, pour 71 millions d'euros ; celui-ci est compensé par l'impact défavorable des différences de taux d'imposition en Italie, où le taux d'imposition normatif applicable en 2023 est de 27,9 %, pour (41) millions d'euros ;
- <sup>(2)</sup> l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 78 millions d'euros ;
- <sup>(3)</sup> l'impact favorable de la reconnaissance/reprise de dépréciation des actifs d'impôts différés sur le groupe fiscal EDF SA, pour 385 millions d'euros, en lien avec l'amélioration des perspectives de retournement dans un horizon inférieur à 10 ans.

Pour juin 2022 :

- <sup>(1)</sup> l'impact défavorable pour 43 millions d'euros des différences de taux d'imposition, principalement localisées au Royaume-Uni où le taux d'imposition normatif applicable en 2022 est de 19 % ;
- <sup>(2)</sup> l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 85 millions d'euros, compensé par les effets défavorables de la taxe exceptionnelle sur les surprofits réalisés par les entreprises productrices d'électricité en Italie, pour (71) millions d'euros, et de contentieux fiscaux pour (59) millions d'euros ;
- <sup>(3)</sup> la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (51) millions d'euros, provenant principalement du groupe fiscal EDF SA, dont les IDA sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des IDP concomitants pour ceux qui se retournent au-delà.

#### **Dispositif dit « Pilier 2 »**

Après l'adoption de la directive Pilier II par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du groupe). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes seront dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2.

Au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2023 le Groupe a poursuivi ses travaux de mise en œuvre et d'évaluation du dispositif Pilier 2. L'impact attendu est inchangé par rapport à celui communiqué dans les comptes clos au 31 décembre 2022 (voir note 9 des états financiers consolidés au 31 décembre 2022).

## NOTE 10 ACTIFS IMMOBILISÉS

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	dont		31/12/2022	dont	
		30/06/2023	immobilisations en cours <sup>(1)</sup>		immobilisations en cours	immobilisations en cours
Goodwill	10.1	9 717	n.a.	9 513	n.a.	
Autres actifs incorporels	10.1	11 068	2 489	10 619	2 110	
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	106 126	55 001	101 126	49 700	
<i>dont actifs au titre du droit d'utilisation</i>		4 256	n.a.	4 051	n.a.	
Immobilisations en concessions des autres activités		6 769	695	6 816	668	
Immobilisations en concessions de distribution d'électricité en France		64 900	2 582	63 966	2 204	
<b>TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS</b>		<b>198 580</b>	<b>60 767</b>	<b>192 040</b>	<b>54 682</b>	

*n.a. : non applicable.*

### 10.1 GOODWILL ET AUTRES ACTIFS INCORPORELS

Au 30 juin 2023, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 6 758 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 451 millions d'euros.

Au premier semestre 2023, les variations observées sont liées principalement à des écarts de conversion pour 220 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Les autres actifs incorporels en cours au 30 juin 2023 comprennent les études relatives à EPR 2 pour 1 256 millions d'euros (1 055 millions d'euros au 31 décembre 2022) et aux SMR (*Small modular reactors*) pour 169 millions d'euros (142 millions d'euros au 31 décembre 2022), voir note 10.6 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

### 10.2 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Au 30 juin 2023, les immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 360 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (15 245 millions d'euros au 31 décembre 2022, incluant des intérêts intercalaires pour 3 471 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 30 juin 2023 est de 15 581 millions d'euros, comprenant également un montant de 214 millions d'euros en immobilisations mises en service, dont 23 millions d'euros d'intérêts intercalaires.

Ce montant immobilisé de 15 581 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, intègre, en sus du coût de construction :

- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 671 millions d'euros,
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 912 millions d'euros ;
- et tient compte de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 384 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes) ;

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 30 juin 2023 de 10 504 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires) de 13,2 milliards d'euros, exprimé en euros<sub>2015</sub> (cf. Communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022).

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du Circuit Secondaire Principal (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 octobre 2019) et les coûts liés au traitement thermique de détensionnement associé (cf. communiqué du 16 décembre 2022) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 226 millions d'euros en 2023 contre 638 millions d'euros en 2022 (voir note 7).

- Les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 25 021 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 1 392 millions d'euros (21 647 millions d'euros au 31 décembre 2022 incluant des intérêts intercalaires pour 1 110 millions d'euros). Les investissements sur le projet (dont la part CGN et effets de change inclus) sur le premier semestre 2023 se sont élevés à 3 374 millions d'euros (1 717 millions d'euros au premier semestre 2022) ;
- Les études relatives à Sizewell C pour 1 107 millions d'euros (808 millions d'euros en 2022) ;
- Les études sur le projet EPR2 pour 1 285 millions d'euros (1 068 millions d'euros en 2022).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 13 513 millions d'euros concerne principalement le parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 73 %, en lien avec le programme Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques), et dans une moindre mesure, EDF Renouvelables pour environ 16 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 5 301 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement sur le premier semestre 2023 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période.

Les variations observées sur les immobilisations de production incluent un impact lié aux écarts de conversion pour 912 millions d'euros (du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour 950 millions d'euros compensé par la dépréciation du dollar par rapport à l'euro pour (50) millions d'euros) et 473 millions d'euros d'autres variations principalement liées à la réévaluation des provisions pour déconstruction (mise aux conditions économiques et réestimations en France et au Royaume Uni) pour 377 millions d'euros.

La valeur nette des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation se répartit comme suit :

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Actifs au titre du droit d'utilisation	Immobilisations en cours	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
<b>VALEURS NETTES AU 30/06/2023</b>	5 748	23 920	4 541	12 660	4 256	55 001	106 126
<b>VALEURS NETTES AU 31/12/2022</b>	5 772	24 178	4 783	12 642	4 051	49 700	101 126

## Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

### 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 (aux hypothèses d'inflation connues depuis 2022), soit une dépense annuelle moyenne de 4,7 milliards d'euros. Cette extension du périmètre permettra de mener en particulier les études et la réalisation des quatrièmes 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'Energie 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.

Les troisièmes visites décennales (VD) des réacteurs de 1 300 MW abordent leur dernière phase (les 5 dernières sont programmées en 2023 et 2024). Sur le palier 900 MW, 11 visites décennales VD4 se sont terminées avec succès et quatre sont en cours. Sur le palier 1 450 MW, la dernière VD2 (Civaux 2) s'est terminée en avril.

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 avec une TTS (Tranche Tête de Série) prévue en 2026. L'instruction du passage des 30 ans du palier 1 450 MW a été initiée 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.

## Phénomène de corrosion sous contrainte

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

Les expertises et analyses réalisées durant l'année 2022 ont permis à EDF d'identifier les réacteurs dont les lignes des circuits d'injection de sécurité sont les plus sensibles au développement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Il s'agit des 16 réacteurs les plus récents : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1300-P'4.

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 a considéré que la stratégie d'EDF était appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Les arrêts pour contrôles et réparations ont conduit EDF à communiquer régulièrement en 2022 pour ajuster ses estimations de production nucléaire (voir communiqués de presse du 13 janvier ; du 7 février ; du 19 mai mentionnés en note 2). 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. La production nucléaire définitive s'est établie à 279 TWh, en diminution de 81,7 TWh soit 23 % par rapport à 2021.

Les résultats des expertises réalisées début 2023 sur une soudure doublement réparée à la construction du réacteur de Penly 1, ont conduit EDF à remettre à l'ASN, le 10 mars 2023, une proposition de mise à jour de sa stratégie. Cette évolution vise à accélérer le rythme des contrôles des soudures réparées à la construction, sur les arrêts programmés pour maintenance des réacteurs en 2023, 2024 et 2025.

L'ASN a indiqué mi-mars 2023 avoir pris acte de cette évolution de la stratégie et poursuivre le dialogue technique avec EDF afin de s'assurer de la pertinence du calendrier envisagé<sup>1</sup>. Dans une note d'information publiée le 25 avril 2023, l'ASN a validé le calendrier proposé par EDF.

EDF s'est engagé à avoir contrôlé, en 2023, 92% des soudures réparées identifiées comme prioritaires du fait de leurs conditions de réparation à la construction. Le solde sera contrôlé au premier trimestre 2024. Les contrôles seront réalisés sur les arrêts pour maintenance déjà programmés. EDF n'envisage pas d'arrêts supplémentaires ou dédiés.

Conformément au programme prévisionnel 2023, 60 % des soudures réparées à la construction ont été contrôlées à date.

Les soudures du palier N4 ont été réparées et les 4 réacteurs remis en service au premier semestre 2023.

Les chantiers de réparation sont terminés sur les réacteurs 1300-P'4 de Penly 1, Penly 2, Cattenom 2, Cattenom 3, Golfech 1, Golfech 2 et Nogent 2. Ils sont en cours sur les réacteurs de Cattenom 1 et Belleville 2. Les travaux sont programmés sur les réacteurs de Belleville 1 et Nogent 1. Ils sont planifiés pour Cattenom 4 lors de la visite décennale du réacteur.

A date et sur la base de la stratégie de contrôle proposée par EDF, l'estimation de production nucléaire en France pour 2023 reste dans la fourchette 300-330 TWh.

## EPR de Flamanville 3

### Développements 2022

Les principales avancées du projet en 2022 ont été les suivantes :

- la poursuite du chantier de remise à niveau des soudures non conformes du Circuit Secondaire Principal ;
- la réalisation des essais piscine pleine ;
- la réalisation des derniers essais fonctionnels cuve ouverte ;
- la fermeture du couvercle de cuve après vidange et nettoyage de la cuve réacteur et 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<sup>er</sup> trimestre.

<sup>1</sup> Cf communiqué de presse de l'ASN du 16 mars 2023.

Le chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal s'est poursuivi au cours du premier 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. A 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<sup>er</sup> trimestre 2023.

A la suite des constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur (soupapes PSRV), EDF et Framatome ont réalisé des contrôles sur ces matériels. Ils ont constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. 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<sup>er</sup> trimestre 2024<sup>1</sup>. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros<sup>2</sup>.

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)<sup>3</sup> 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.

## Développements 2023

Les principales avancées du projet au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2023 sont les suivantes :

- La poursuite du chantier de remise à niveau des soudures non conformes du Circuit Secondaire Principal
- La poursuite du traitement avant chargement du combustible et des transferts d'équipements à l'exploitant (plus de 85 % des équipements sont désormais transférés et en pré-exploitation)
- La préparation des Essais de Requalification d'Ensemble (ERE 2023) de l'installation qui doivent démarrer en septembre pour une durée de 2 mois.

### Focus sur le chantier de remise à niveau de soudures du Circuit Secondaire Principal

Le chantier qui concerne une centaine de soudures non conformes est entré dans sa dernière ligne droite. La phase soudage est désormais terminée pour l'ensemble des soudures à reprendre et 92 % des soudures sont conformes après analyse des contrôles post Traitement Thermique de Détensionnement. Les contrôles post Traitement Thermique de Détensionnement sont en cours d'analyse pour les 10 % de soudures pas encore attestées conformes.

La cible de l'entreprise est une finalisation d'ici fin juillet de l'analyse des résultats de ces derniers contrôles post Traitement Thermique de Détensionnement puis une formalisation des rapports de fin de montage (RFM) associés au Circuit Secondaire Principal pour obtenir les dernières approbations pour la réalisation des épreuves hydrauliques.

La dernière étape du chantier consistera à une requalification d'ensemble du Circuit Secondaire Principal suite aux épreuves hydrauliques prévues durant l'été.

<sup>1</sup> Voir communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022.

<sup>2</sup> En euros de 2015 et hors intérêts intercalaires.

<sup>3</sup> 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.

## Relations avec l'ASN

Le 16 mai, l'ASN a émis une décision autorisant l'utilisation du couvercle actuel jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ».

- Cette décision donne suite à la demande de report de la date butoir pour le remplacement du couvercle (31 décembre 2024) déposée par Framatome auprès de l'ASN fin 2022.
- Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète ("VC1") qui devrait commencer mi-2025 à l'issue du 1<sup>er</sup> cycle d'exploitation de la tranche.
- La décision mentionne aussi que : « dans le cas où le projet subirait à nouveau un retard important, l'exploitant devra réexaminer la possibilité de remplacer le couvercle avant la mise en service du réacteur. »

Du 22 au 26 mai, l'ASN a réalisé sur site une inspection pour évaluer le niveau de préparation à l'exploitation de l'installation. Ses conclusions seront formalisées dans une lettre qui sera publiée au cours de l'été. Les conclusions principales, positives concernant l'état de l'installation ainsi que la compétence et l'implication des personnels, ont fait l'objet d'un partage à chaud avec les inspecteurs.

## Hinkley Point C

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »). EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

Les différents chantiers du projet se sont poursuivis au premier semestre 2023. En particulier l'enceinte de confinement interne en béton du bâtiment réacteur de l'unité 1 a été achevée en vue de la pose du dôme et la dalle de béton sur laquelle sera installée la turbine et le générateur de l'unité 1 a été réalisée dans le bâtiment de la salle des machines, ouvrant la voie à l'installation d'un pont roulant de 300 tonnes.

Les objectifs de calendrier et de coût à terminaison ainsi que l'estimation du risque de retard communiqués le 19 mai 2022 restent inchangés au cours du premier semestre 2023.

Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est donc toujours prévu en juin 2027. Les difficultés rencontrées sur les travaux de génie civil et fabrications électromécaniques confirment l'existence d'un risque de report de la livraison des deux unités. Celui-ci a été évalué à 15 mois en mai 2022 et reste aujourd'hui inchangé.

En termes de financement :

- les accords conclus entre EDF Energy et CGN en 2016 prévoient un mécanisme de compensation de certains surcoûts par EDF en cas de dépassement du budget initial ou de retard. Ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023. En l'occurrence, la compensation effectuée par EDF se traduit par l'apport de financement au projet, comptabilisée en prime d'émission, sans impact sur le pourcentage de détention. Ces dispositions font partie d'un accord signé entre EDF Energy et CGN en septembre 2016 et sont confidentielles ;
- étant donné que le total des besoins de financement du projet est supérieur à l'engagement contractuel des actionnaires, ces derniers seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*) à partir du quatrième trimestre 2023. La probabilité que CGN ne finance pas le projet au-delà de son engagement contractuel (de « committed equity ») est élevée. Des sources de financement sont en cours de recherche dans l'éventualité où CGN n'allouerait pas de fonds propres additionnels volontaires.

## Sizewell C

Sizewell C est le projet de construction d'une centrale nucléaire dotée de deux réacteurs EPR à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre). Il est prévu que la centrale Sizewell C dispose d'une capacité totale de 3,26 GW alimentant en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans. Le projet repose sur une stratégie de réplique de HPC, reproduisant autant que possible la conception et la chaîne logistique de HPC.

Le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir environ 700 millions de livres sterling dans Sizewell C pour soutenir la poursuite du développement du projet et accroître sa participation dans le projet jusqu'à atteindre 50%, à parité avec EDF. A fin juin 2023, EDF détient 53 % de la société de projet et l'Etat britannique les 47 % restants. Le 24 juillet 2023, le gouvernement britannique a confirmé un engagement d'investissement complémentaire de 170 millions de livres sterling.

Le développement du projet a continué au premier semestre 2023 en vue de parvenir à une décision finale d'investissement (FID - Final Investment Decision) attendue en 2024. EDF et le gouvernement britannique collaborent pour finaliser les étapes restantes et préparer le projet à de nouveaux investissements.

À la date de la FID, EDF prévoit de réduire sa participation au projet à 19,99 % au plus, et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation). Si la FID est prise, EDF fournira le design de l'EPR britannique, les gros équipements clés *via* Framatome, les turbines à vapeur (dans le cadre de l'acquisition future par EDF de GE Steam Power), les assemblages combustibles pour les premiers cycles au moins et des services connexes au projet Sizewell C.

La capacité d'EDF à prendre une FID et à contribuer au financement de la phase de construction dépend de la réalisation de conditions qui ne sont pas assurées à ce jour.

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

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

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

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

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 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

Le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2023 dans le cadre d'une enveloppe de coûts cumulée d'environ 1,6 milliard d'euros.

Déployée depuis l'été 2022, la Direction du Programme Nouveau nucléaire France (maître d'ouvrage) s'assure de la mise en place d'un cadre juridique, économique et financier adéquat et des bonnes conditions de réalisation des projets. Elle est également garante du respect des objectifs de coûts, de délais et de performance des projets d'EPR2. Elle contrôle et valide l'ensemble des autorisations demandées par le projet EPR2. A ce titre, une mise à jour détaillée du costing EPR2 a été lancée en septembre 2022, suivie d'un audit financier diligenté par l'Etat qui vise à analyser les coûts révisés et les plannings associés du programme EPR2.

Les premiers travaux d'analyse se termineront fin juillet, concomitamment à la tenue du Conseil d'Administration du 26 juillet 2023, auquel sera présenté un premier éclairage des coûts.

Les conclusions définitives de cet audit interviendront à l'issue de la revue plus large du projet qui a démarré début 2023 : le Comité de Revue, composé d'experts indépendants, d'experts nommés par l'Etat, et de personnels d'EDF (non directement parties prenantes au projet EPR2) rendra ses conclusions fin 2023 après la revue de maturité générale qui devrait se tenir en octobre.

En parallèle, un plan de compétitivité est en cours de lancement par EDF pour optimiser les coûts du projet. Ce plan sera examiné dans le cadre de la phase 2 de l'audit en novembre 2023.

Une décision finale d'investissement pourra être prise en particulier lorsque les modalités de financement du programme seront établies.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. L'objectif d'EDF est de lancer les travaux préparatoires mi-2024. EDF propose de construire trois paires d'EPR2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts de France) et en Auvergne Rhône-Alpes à Bugey (voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

## NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small modular reactors »)

Le développement du produit NUWARD™ SMR s'est poursuivi au premier semestre 2023, avec la fin de la phase d'Avant-Projet Sommaire (APS) et le début de la phase de *Basic Design* fin mars. NUWARD™ SMR est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et commercialisable à l'export. La cible est 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 mars 2023, EDF et Ansaldo ont signé une lettre d'intention ayant pour objectif de collaborer au développement du nouveau nucléaire en Europe, notamment des SMR, et d'en favoriser sa diffusion, notamment en Italie sur le long terme.

Le premier semestre 2023 a également été marqué par la création de la filiale NUWARD pour renforcer le développement de son SMR désormais en phase d'avant-projet détaillé et qui va porter les investissements relatifs au projet SMR.

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, après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. En mai 2023, une nouvelle subvention de 300 millions d'euros a été attribuée par l'Etat français pour financer la phase de *Basic Design*. Cette aide est en cours de pré-notification auprès de la Commission européenne. Elle correspond à la première tranche du soutien de 500 millions d'euros annoncé par le Président de la République dans son discours du 10 février 2022 à Belfort pour le projet NUWARD™.

### 10.3 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2023	30/06/2022
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(868)	(730)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(8 578)	(7 369)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(606)	(604)
<b>INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS</b>	<b>(10 052)</b>	<b>(8 703)</b>

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés sur le premier semestre 2023 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 3 180 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, et intégrant un montant de 214 millions d'euros au titre des travaux relatifs au phénomène de corrosion sous contrainte, à l'EPR de Flamanville 3, ainsi qu'à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 2 562 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que le renouvellement et la modernisation du réseau et la qualité de la desserte ;
- le secteur Royaume-Uni pour 2 580 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 173 millions d'euros.

### 10.4 PERTES DE VALEUR / REPRISES

Des tests de perte de valeur sont réalisés lors de la clôture semestrielle en cas d'indice de perte de valeur.

Au 30 juin 2023 des tests de perte de valeur ont été réalisés sur certains actifs spécifiques dans différentes UGT pour lesquelles des indices de perte de valeur ont été identifiés. À la suite de ces travaux, des dépréciations pour un montant de (48) millions d'euros ont été comptabilisées au 30 juin 2023. Elles concernent à hauteur de (36) millions d'euros deux parcs éoliens d'EDF Renouvelables en Chine mis en service en 2021, et pour lesquels le risque avéré de non-réception des subventions impacte sensiblement la rentabilité des projets.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées (voir note 11) ont également été enregistrées au 30 juin 2023 à hauteur de (15) millions d'euros au titre de deux parcs éoliens détenus par EDF Renouvelables au Mexique.

Pour rappel, au 30 juin 2022, les tests de dépréciation réalisés avaient conduit à constater des pertes de valeur concernant des actifs spécifiques pour un montant de (253) millions d'euros, notamment relatives à EDF Renouvelables (parc éolien au Texas et parc éolien au Mexique) et au Royaume-Uni (terrains non industriels).

Il n'est pas apparu nécessaire de mettre à jour les tests réalisés au 31 décembre 2022 sur les UGT des segments Italie, Framatome, Autre International, Dalkia, Autres métiers (actif immobilisé total au 30 juin 2023 de 16 238 millions d'euros – voir note 4) au vu des marges existantes au 31 décembre 2022 et des tests de sensibilités associés, et en l'absence d'indice de perte de valeur opérationnel, réglementaire ou financier sur le semestre pour les différentes UGT concernées.

Dans le cadre des processus internes du Groupe, les évolutions intervenues le cas échéant sur le premier semestre 2023 ont été prises en compte pour mettre à jour, par écart, les tests de perte de valeur du 31 décembre 2022 sur le parc de production France et sur certaines UGT du Royaume-Uni. Ces mises à jour, qui ne conduisent pas à identifier de perte de valeur, sont réalisées :

- Sur le parc de production France, du fait de la matérialité de l'UGT (Actif immobilisé : 62 198 millions d'euros au 30 juin 2023 – voir note 4);
- Sur le Royaume Uni, (Actif immobilisé : 37 544 millions d'euros au 30 juin 2023 – voir note 4), du fait de la sensibilité inhérente aux dépréciations enregistrées en 2022 sur l'UGT HPC et sur le Goodwill et des reprises de dépréciation effectuées en 2022 sur l'UGT Nucléaire Génération.

## Hypothèses générales

La méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation est précisée dans la note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

S'agissant des flux de trésorerie futurs retenus pour le calcul de la valeur d'utilité, une approche spécifique est retenue pour les clôtures semestrielles compte tenu de l'absence de mise à jour, à cette date, du Plan à Moyen Terme. Les flux sont estimés en tenant compte des meilleures estimations à date et notamment des travaux de réévaluation budgétaire pour l'année en cours.

### Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix *forward* retenus dans la mise à jour des tests de dépréciation correspondent aux prix de marché constatés à fin juin. Les hypothèses retenues dans la mise à jour des tests tiennent ainsi compte de l'environnement de marché actuel, qui connaît une baisse des prix à terme de l'électricité par rapport aux prix *forward* constatés en fin d'exercice 2022. A titre d'exemple le produit annuel pour 2024 (CAL 24) au 30 juin 2023 est de 174€/Mwh comparé à 240€/Mwh au 30 décembre 2022.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique rassemblant différentes briques d'hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus mis à jour annuellement faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique. A la date d'arrêt des comptes semestriels, seules les hypothèses relatives aux commodités ont fait l'objet d'une révision (charbon, pétrole, gaz et quotas de CO<sub>2</sub>).

La mise à jour des hypothèses fondamentales régissant les évolutions des prix de ces commodités à long-terme a conduit à réviser les prix du gaz américain à la baisse sur tout l'horizon de temps, sous l'effet notamment de l'adoption de l'*Inflation Reduction Act* qui réduit la demande en gaz aux Etats-Unis. Le prix du gaz en Europe quant à lui, est en hausse très légère en tout début d'horizon puis rejoint la courbe long terme établie fin 2022, les effets de la crise en Ukraine se ressentant à la fois sur l'offre avec de moindres flux depuis la Russie au profit des projets américains et la demande. Les prix long terme du charbon et du CO<sub>2</sub> ont été revus à la hausse, en lien avec respectivement la hausse des coûts de production et l'ambition de décarbonation accélérée du *Fit for 55*.

Du fait de ces évolutions aux effets opposés sur les prix de l'électricité et dans une tendance par ailleurs de développement des objectifs de décarbonation, il n'est pas anticipé, sous réserve d'évolutions réglementaires, de risque sur la valeur des actifs en lien avec les scénarios de prix de l'électricité à long terme, qui seront mis à jour comme usuellement sur le second semestre et seront utilisés pour la réalisation des tests de perte de valeur au 31 décembre 2023.

### Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation ont fait l'objet d'une mise à jour à fin juin 2023. Etant sensibles notamment à l'évolution des taux sans risque, ils présentent de manière générale une légère hausse par rapport aux taux retenus au 31 décembre 2022.

## Royaume Uni – EDF Energy (actif immobilisé : 37 544 millions d'euros au 30 juin 2023 - voir note 4 - dont goodwill net de dépréciation 6 758 millions d'euros – voir note 10.1)

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique, qui introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR (voir note 10.8.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022).

Comme indiqué dans le communiqué de presse du 19 mai 2022, le démarrage de la production d'électricité est prévu en juin 2027 pour l'unité 1 et en juin 2028 pour l'unité 2, le Groupe ayant par ailleurs indiqué un risque de report de livraison de 15 mois pour les deux unités (risque intégré dans le modèle de test d'impairment). Le coût à terminaison du projet est estimé entre 25 et 26 milliards de livres sterling<sub>2015</sub>.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité de flux régulés sous CfD pendant 35 ans, puis de flux exposés aux prix de marché pour les 25 ans suivants. Le taux applicable au projet s'établissait ainsi à 6,7% au 31 décembre 2022. Le CMPC déterminé pour tester le goodwill d'EDF Energy tient compte des CMPC applicables aux différentes UGT composant EDF Energy (HPC, Nucléaire Existant, Commercialisation). Du fait du poids respectif des cash-flows de chacune des UGT, le taux global sur EDF Energy s'élevait également à 6,7 % au 31 décembre 2022.

S'agissant de l'UGT HPC, la construction des réacteurs s'est poursuivie sur le 1<sup>er</sup> semestre 2023 (cf note 10.2) et il n'y a pas d'événement sur l'avancée du chantier ou de modification d'éléments structurants (industriels, opérationnels) ni d'évolutions significatives des paramètres macro-économiques, dont le taux d'actualisation, de nature à être qualifiés d'indice de perte de valeur au regard de la norme au 30 juin 2023 et devant conduire à la mise en oeuvre d'un test de valeur complémentaire par rapport à celle enregistrée au 31 décembre 2022 (551 millions d'euros). La valeur comptable du projet HPC est désormais sensible à toute variation défavorable d'hypothèses.

A titre illustratif, une évolution du taux d'actualisation de +/-10 points de base fait varier le résultat du test HPC d'environ 700 millions de livres sterling (par rapport à un taux de 6,7 %).

S'agissant de l'UGT Nucléaire Existant, les tests effectués au 31 décembre 2022 avaient montré l'existence d'une marge significative. Les tests ont été mis à jour sur le premier semestre afin de tenir compte en particulier de la baisse des prix *forward*, compensée en partie par la mise à jour de l'Electricity Generator Levy (EGL), ainsi qu'à l'impact de la prolongation de 2 ans de la durée de vie des centrales de Hartlepool et Heysham 1 (cf communiqué de presse EDF Energy du 9 mars 2023). La marge du test, en diminution, reste toutefois significative au 30 juin 2023. Les sensibilités communiquées dans les comptes du 31 décembre 2022 restent valables au 30 juin 2023 et ne génèrent pas de risque de perte de valeur.

S'agissant de l'UGT Commercialisation, le premier semestre 2023 a montré une amélioration des marges avals par rapport aux hypothèses du budget, principalement grâce à la baisse des coûts de sourcing, et confirme ainsi la marge du test identifiée en fin d'année 2022.

Au 31 décembre 2022, la prise en compte de la valeur révisée du projet HPC notamment pénalisée par la hausse du taux d'actualisation, et malgré les marges en augmentation constatées sur les UGT Nucléaire Existant et Commercialisation, avait amené à partiellement déprécier la valeur du goodwill d'EDF Energy pour un montant de (1 176) millions d'euros. Sur la base des éléments présentés sur les différentes UGT et en l'absence d'autre événement structurant sur le semestre (dont hypothèses macro-économiques) il n'est pas identifié, au 30 juin 2023, de nécessité de mise en oeuvre d'un test de perte de valeur du goodwill. La valeur comptable du goodwill d'EDF Energy reste sensible à toute variation défavorable d'hypothèses.

## France – Activités de production et commercialisation

Les principes d'élaboration du test de perte de valeur du parc France sont décrits dans la note 10.8.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

Pour rappel, s'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient dans son modèle de référence pour les tests de dépréciation l'hypothèse d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1300 MW et de 40 ans pour le palier N4, assises sur la durée d'amortissement en vigueur, bien que la stratégie du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans.

Sur la période 2023-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de régulation intègrent un niveau d'ARENH à 100 TWh et 42 euros/MWh et le cas échéant un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finance en vigueur (donc sans perte de cash-flow pour EDF). A partir de 2026, fin du dispositif ARENH, compte tenu de l'absence, à date, de régulation du parc nucléaire existant ou plus généralement de dispositions relatives au *market design*, 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.

Le résultat du test au 31 décembre 2022 mettait en évidence une valeur recouvrable très largement supérieure à la valeur nette comptable. Les analyses de sensibilités, individuelles et combinées, réalisées sur différentes hypothèses clés ne remettaient pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Au 30 juin 2023, le test réalisé au 31 décembre 2022 a été mis à jour, par écart, pour tenir compte des modifications d'hypothèses suivantes : diminution des prix *forwards* ; perspective d'augmentation des coûts de l'aval du cycle à long terme ; et, à la marge, augmentation du WACC et mise à jour de l'hypothèse de production nucléaire pour 2023-2025. La marge du test, en diminution, reste largement positive.

Comme rappelé ci-dessus, le résultat du test de dépréciation du parc France reste au premier ordre sensible au scénario de prix retenu au-delà de 2025 et à l'hypothèse de durée de fonctionnement des centrales nucléaires.

## NOTE 11 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Le détail des principales entreprises associées et coentreprises est le suivant :

	Notes	30/06/2023			30/06/2022	31/12/2022	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
<i>(en millions d'euros)</i>							
CTE <sup>(1)</sup>		50,10%	1 580	(60)	246	1 766	250
Taishan (TNPJVC) <sup>(2)</sup>	11.1	30,00%	n.c	n.c	(18)	1 084	(102)
Autres participations détenues par EDF SA	11.2	n.a.	1 929	(1)	45	1 944	79
Participations détenues par EDF Renouvelables	11.2	n.a.	2 617	(22)	(121)	2 519	(52)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11.2	n.a.	n.c	n.c	292	2 108	584
<b>TOTAL</b>			<b>9 047</b>	<b>142</b>	<b>444</b>	<b>9 421</b>	<b>759</b>

*n.a. : non applicable*

*n.c. : non communiqué*

<sup>(1)</sup>La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

<sup>(2)</sup>La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 30 juin 2023.

### 11.1 TAISHAN

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Guangdong Energy Group à hauteur de 19 %.

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3<sup>e</sup> génération en Chine, dont Taishan. Pour rappel, le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018). Les mécanismes d'indexation à partir de 2022 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont toujours pas connus à ce jour. La NDRC a annoncé une extension du tarif actuel pour la Génération 3 (y compris Taishan) jusqu'à nouvel ordre.

Le 14 juin 2021, au cours de son deuxième cycle d'exploitation, une augmentation de la concentration de gaz rares dans le circuit primaire du réacteur 1 de la centrale a été détectée, due, selon les indications du Ministère chinois de l'écologie et de l'environnement, à quelques crayons de combustible non totalement étanches. Après une première analyse de la situation, le 30 juillet 2021, l'opérateur de la centrale nucléaire de Taishan a décidé d'arrêter le réacteur n°1 afin de caractériser précisément le phénomène, arrêter son évolution et prendre les mesures pour y remédier. Les opérations de déchargement du combustible se sont achevées le 22 août 2021. Les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'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. Au cours du premier semestre 2022, EDF et Framatome ont contribué à l'élaboration de la documentation permettant de redémarrer en toute sécurité le réacteur numéro 1 de Taishan et ont appuyé TNPJVC dans son instruction auprès des autorités chinoises. Le 15 août 2022, le réacteur 1 de Taishan a été reconnecté au réseau électrique chinois faisant suite à l'inspection finale des autorités chinoises compétentes à la fin du mois de juillet 2022.

Au premier trimestre 2023, le réacteur 1 a été arrêté dans le cadre d'un arrêt programmé ("Refueling Outage"). Comme indiqué par CGN dans un communiqué le 9 juin 2023, au cours de cet arrêt, TNPJVC a ajouté certaines inspections et tests afin d'accumuler des données et de l'expérience pour une exploitation stable à long terme de l'unité. Le réacteur 1 est toujours à l'arrêt à ce jour.

Par ailleurs, dans le cadre du pacte d'actionnaires de TNPJVC, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre son partenaire CGN devant la CCI Singapour. Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée de 60 ans, en cohérence avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à 41 ans, correspondant à la fin de la société TNPJVC, la politique comptable étant susceptible d'entraîner des conséquences sur la rémunération du groupe EDF dans le cadre de ce partenariat, et notamment sur ses intérêts résiduels en fin de partenariat. La sentence rendue le 6 juin 2023 donne raison à EDF.

Une provision pour risques est constituée prenant en compte les incertitudes persistantes sur le niveau des évolutions tarifaires, ainsi qu'un risque d'arrêt prolongé pour l'unité 1, pouvant mettre en risque la valeur recouvrable des titres mis en équivalence (au sein de la rubrique « Provisions pour risques liés aux filiales et participations » en note 16.2).

## 11.2 AUTRES PARTICIPATIONS

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 14.2).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent principalement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil. L'augmentation sur le semestre s'explique principalement par le projet Desert Haverst I & II.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33 % par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Energétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe. Le début de la mise en eau du réservoir a démarré le 18 juillet 2023, pour une mise en service de l'ensemble de l'ouvrage au deuxième semestre 2024.

Sur le premier semestre 2023, (50) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre des actifs dédiés pour (30) millions d'euros.

Sur le premier semestre 2022, (137) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre d'actifs éoliens d'EDF Renouvelables aux États-Unis.

## NOTE 12 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT (BFR)

### 12.1 COMPOSITION ET VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

#### 12.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours du premier semestre 2023 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	Variation monétaire	Variation non-monétaire	30/06/2023
Stocks et en-cours de production		(17 661)	(73)	113	(17 621)
Clients et comptes rattachés net de provision	12.2	(24 844)	86	117	(24 641)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	12.4	23 284	(7 347)	(36)	15 901
Dette de Contribution au Service public de l'énergie (CSPE)	12.5.4	6 074	(3 502)	-	2 572
Autres débiteurs et autres créditeurs <sup>(1)</sup>	12.3 et 12.5	9 007	2 956	1 124	13 086
Autres éléments du besoin en fonds de roulement <sup>(2)</sup>		(117)	(140)	(1 459)	(1 716)
<b>BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET</b>		<b>(4 257)</b>	<b>(8 020)</b>	<b>(141)</b>	<b>(12 418)</b>

<sup>(1)</sup>Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissements.

<sup>(2)</sup>Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO<sub>2</sub> et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

### 12.1.2 Variation monétaire du besoin en fonds de roulement

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2023	31/12/2022
Variation des stocks		(73)	(1 894)
Variation des créances clients et comptes rattachés	12.2	86	(3 643)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	12.5	(7 347)	4 524
Variation de la dette de Contribution au Service public de l'électricité (CSPE)	12.5.4	(3 502)	5 780
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs	12.3 et 12.5	2 816	3 534
<b>VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT</b>		<b>(8 020)</b>	<b>8 301</b>

La variation des autres débiteurs et créditeurs s'explique par l'augmentation des avoirs à recevoir liés au complément de rémunération des obligations d'achat pour 1,7 milliard d'euros, l'encaissement par Enedis de la rétrocession RTE pour 1,2 milliard d'euros, des dettes fiscales et sociales pour 0,8 milliard d'euros et la baisse des appels de marge nets de l'activité de *trading* pour (0,9) milliard d'euros.

La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO<sub>2</sub> et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

### 12.1.3 Variation non monétaire du besoin en fonds de roulement

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements. La variation des flux non monétaires sur le premier semestre 2023 s'explique principalement par la variation de juste valeur sur stocks et instruments dérivés liés à l'exploitation pour un total de (219) millions d'euros, ainsi que d'autres effets pour 85 millions d'euros majoritairement liés à l'ajustement au titre du combustible engagé.

## 12.2 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2023	31/12/2022
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	22 181	21 568
<i>dont actifs sur contrat<sup>(1)</sup></i>	538	441
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	4 052	4 598
Dépréciations	(1 592)	(1 322)
<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE</b>	<b>24 641</b>	<b>24 844</b>

<sup>(1)</sup> Les actifs sur contrat représentent un montant de 538 millions d'euros au 30 juin 2023 (441 millions au 31 décembre 2022) principalement sur les secteurs opérationnels Framatome, Dalkia, EDF Renouvelables et Autre international.

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 7 951 millions d'euros au 30 juin 2023 (7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Les créances clients sont globalement stables sur le premier semestre 2023 par rapport au 31 décembre 2022, mais connaissent de fortes variations selon les secteurs, en lien avec l'évolution de leur chiffre d'affaires respectif : France - Activités de production et commercialisation 3,0 milliards d'euros, Italie (1,5) milliard d'euros, France - Activités régulées (0,6) milliard d'euros et Dalkia (0,5) milliard d'euros.

### 12.2.1 Créances échues/non échues

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2023			31/12/2022		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<b>CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES</b>	<b>26 233</b>	<b>(1 592)</b>	<b>24 641</b>	<b>26 166</b>	<b>(1 322)</b>	<b>24 844</b>
dont créances échues de moins de 6 mois	2 485	(365)	2 120	2 037	(183)	1 854
dont créances échues de 6 à 12 mois	779	(250)	529	678	(242)	436
dont créances échues de plus de 12 mois	1 072	(576)	496	1 117	(551)	566
<b>dont total des créances échues</b>	<b>4 336</b>	<b>(1 191)</b>	<b>3 145</b>	<b>3 832</b>	<b>(976)</b>	<b>2 856</b>
<b>dont total des créances non échues</b>	<b>21 897</b>	<b>(401)</b>	<b>21 496</b>	<b>22 334</b>	<b>(346)</b>	<b>21 988</b>

### 12.2.2 Opérations de mobilisation de créances

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2023	31/12/2022
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	53	324
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 871	2 470

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 871 millions d'euros au 30 juin 2023, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (2 470 millions d'euros en décembre 2022).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

### 12.3 AUTRES DÉBITEURS

Au 30 juin 2023, les autres débiteurs intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 2,2 milliards d'euros (5,2 milliards d'euros en 2022) ; la diminution est essentiellement due à la baisse des prix de marché et de la volatilité observée sur le semestre. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 12.5.4).

Au 30 juin 2023, les autres débiteurs comprennent également des créances fiscales à hauteur de 1 902 millions d'euros (2 242 millions d'euros au 31 décembre 2022) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 601 millions d'euros (1 592 millions d'euros au 31 décembre 2022).

### 12.4 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2023	31/12/2022
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	12 299	16 001
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 602	7 283
<b>DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES</b>	<b>15 901</b>	<b>23 284</b>

La baisse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur le premier semestre de l'année 2023 pour 3,7 milliards d'euros concerne notamment Edison pour 1,6 milliard d'euros.

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

## 12.5 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2023	Dont passifs sur contrat	31/12/2022	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 350	2 087	3 973	2 025
Fournisseurs d'immobilisations	4 109	-	4 631	-
Dettes fiscales	4 221	-	3 488	-
Dettes sociales	5 896	-	5 865	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 481	3 481	3 180	3 144
Autres produits constatés d'avance <sup>(1)</sup>	1 254	766	1 172	694
Autres dettes	9 022	-	16 163	-
<b>AUTRES CRÉDITEURS</b>	<b>31 333</b>	<b>6 334</b>	<b>38 472</b>	<b>5 863</b>
dont part non courante	5 492	3 416	4 968	2 929
dont part courante	25 841	2 919	33 504	2 934

<sup>(1)</sup>Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020.

### 12.5.1 Avances et acomptes reçus

Au 30 juin 2023, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 596 millions d'euros (630 millions d'euros au 31 décembre 2022).

### 12.5.2 Dettes fiscales

Au 30 juin 2023, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 95 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (116 millions d'euros au 31 décembre 2022).

### 12.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 30 juin 2023, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 141 millions d'euros (1 777 millions d'euros au 31 décembre 2022), soit une augmentation de 364 millions d'euros principalement expliquée par l'exercice d'une option de prolongation d'un contrat par un partenaire.

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au Groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

### 12.5.4 Autres dettes

Au 30 juin 2023, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 2,0 milliards d'euros (5,9 milliards d'euros en 2022), dont la diminution est en lien avec la baisse de la volatilité et des prix des commodités observée en Europe sur le premier semestre 2023. Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 12.3).

Au 30 juin 2023, les autres dettes comprennent également une dette d'exploitation due à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 2 572 millions d'euros (6 074 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Par ailleurs, les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur le premier semestre 2023 pour 36 millions d'euros (108 millions d'euros sur le premier semestre 2022). Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

## Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre du premier semestre 2023 s'élève à 5 551 millions d'euros et se détaille principalement comme suit :

- Les charges de Service public à couvrir au titre des obligations d'achat sont négatives au premier semestre 2023, à hauteur de (2 694) millions d'euros. Ceci s'explique par le niveau des prix de marché de l'électricité élevés et supérieurs au coût de l'énergie soutenue par EDF ;
- A *contrario* les charges de service public à couvrir au premier semestre 2023 intègrent un montant de 7 194 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals (sans équivalent au premier semestre 2022, à l'exception du mécanisme pour le gaz à hauteur de 28 millions d'euros). Le dispositif de bouclier tarifaire électricité est compensé à hauteur de 6 458 millions d'euros et les amortisseurs électricité à hauteur de 642 millions d'euros, la compensation du bouclier tarifaire gaz représente 94 millions d'euros ;
- Les charges de service public à compenser au titre des zones non interconnectées s'élèvent quant à elles à 1 037 millions d'euros.

Les montants encaissés sur le premier semestre 2023, en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 2 053 millions d'euros. Ce montant est inhérent au solde du mécanisme au titre de l'année 2022 défini dans la délibération de la CRE de juillet 2021 à hauteur de 6 625 millions d'euros.

Au 30 juin 2023, EDF SA constate ainsi une dette d'exploitation vis-à-vis de l'État de 2 581 millions d'euros (6 074 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est décrit dans la note 5.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

### 12.5.5 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	30/06/2023
Acomptes reçus	2 025	1 600	(1 559)	(14)	3	-	32	2 087
Produits constatés d'avance long terme	3 144	874	(557)	-	23	-	(4)	3 481
Autres produits constatés d'avance	694	577	(547)	-	-	42	1	766

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 2 087 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 4 247 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et commercialisation), soit un total de 6 334 millions d'euros au 30 juin 2023 (contre 5 863 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 13 250 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 945 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

## NOTE 13 CAPITAUX PROPRES

### 13.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2023, le capital social s'élève à 2 084 809 296,50 euros composé de 4 169 618 593 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 99,98% par l'État, le solde, soit 0,02% étant auto-détenu.

Sur le premier semestre 2023, l'intégralité des 218 696 799 OCEANes en stock au 31 décembre 2022 a été convertie conduisant à des augmentations de capital social successives pour 140 950 086,50 euros à la suite de l'émission de 281 900 173 actions nouvelles (voir note 13.4).

### 13.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 28 juin 2023 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2023 au titre de l'exercice 2022.

### 13.3 TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

#### 13.3.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 30 juin 2023

Au 30 juin 2023, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 009 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (11 722 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Le 8 juin 2023, le Groupe a émis des obligations hybrides comptabilisées en capitaux propres pour un montant de 1 377 millions d'euros (voir note 13.3.2). Parallèlement, EDF a lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant total de 1 500 millions de dollars US émis en janvier 2014 dont le montant comptabilisé en capitaux propres s'élevait à 1 093 millions d'euros au 31 décembre 2022. Le montant du rachat s'élève à 901 millions de dollars US (soit 820 millions d'euros) au 21 juin 2023 (voir note 13.3.2). Les titres visés qui sont toujours en circulation pour 551 millions d'euros ont été reclassés au 30 juin 2023 en passifs financiers, intégrant les effets de change correspondants (cf. Communiqué de presse du 7 juillet 2023). EDF a confirmé le 7 juillet 2023, à l'occasion du résultat de l'offre de rachat, qu'elle a procédé à un rachat complémentaire de 3 millions de dollars US avec une date de règlement fixée au 10 juillet 2023. A la clôture de l'offre, le montant en principal des titres toujours en circulation représente 596 millions de dollars US qui sera réintégré en capitaux propres en juillet 2023.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 300 millions d'euros sur le premier semestre 2023, contre 332 millions d'euros sur le premier semestre 2022 et 606 millions d'euros sur l'exercice 2022. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

Sur le deuxième semestre 2023, une rémunération de 85 millions d'euros a été versée en juillet 2023 par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée contre 166 millions d'euros en juillet 2022.

#### 13.3.2 Evolution des titres subordonnés à durée indéterminée sur le premier semestre 2023

EDF a lancé le 8 juin 2023 une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée libellées en dollars US pour un montant nominal total de 1,5 milliard de dollars US avec un coupon initial de 9,125 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF en 2033. EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations hybrides au cours de la période de 3 mois précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 10 ans (soit en 2033), et tous les cinq ans par la suite.

Le produit de cette émission est destiné au rachat de tout ou partie d'une souche d'obligations perpétuelles super subordonnées libellées en dollars US, ainsi qu'aux besoins généraux du Groupe. Le règlement-livraison est intervenu le 15 juin 2023, date à laquelle les obligations hybrides ont été admises aux négociations sur le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange (Euro MTF). Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 1 377 millions d'euros.

EDF a lancé une offre contractuelle de rachat le 6 juin 2023, visant tout ou partie des titres subordonnés à durée indéterminée libellés en dollars US, d'un montant de 1,5 milliard de dollars US et qui sont admis en négociation sur le marché réglementé de la Bourse du Luxembourg. Le montant du rachat s'élève à 901 millions de dollars US (soit 820 millions d'euros) au 21 juin 2023 et 551 millions d'euros ont été reclassés en passifs financiers au 30 juin 2023, l'offre étant ouverte jusqu'au 6 juillet 2023.

### 13.4 OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCÉANES)

Le 8 septembre 2020, EDF avait réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANES Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros.

Sur l'exercice 2022, 882 340 OCEANES avaient été converties, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions et une augmentation des capitaux propres du Groupe de 9,65 millions d'euros dont 0,57 million d'euros de capital social.

Dans le cadre de l'Offre publique d'achat initiée par l'État français (voir note 2), l'État s'était porté acquéreur de 127 147 355 OCEANES, conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANES.

Le 26 janvier 2023, la conversion de 201 OCEANES a donné lieu à l'émission de 259 actions nouvelles.

Le 22 février 2023, l'État a demandé la conversion de 87 831 655 OCEANES, se traduisant par l'émission de 113 215 003 actions nouvelles.

Le 24 mai 2023, l'État a demandé la conversion de 130 784 645 OCEANES se traduisant par l'émission de 168 581 407 actions nouvelles.

La mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023, a entraîné le transfert à l'Etat des 80 298 OCEANES restantes, non présentées à l'offre, converties intégralement, en date du 13 juin 2023, ainsi que la radiation des OCEANES EDF d'Euronext Access. A la suite de cette dernière conversion 103 504 actions nouvelles ont été émises.

L'ensemble de ces opérations successives, au cours du premier semestre 2023, majore les capitaux propres du Groupe de 2 390 millions d'euros dont 141 millions d'euros de capital social.

### 13.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

(en millions d'euros)	30/06/2023			30/06/2022	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<b>Principales participations ne donnant pas le contrôle :</b>					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	2 231	79	2 583	50
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	33,50 %	7 515	(23)	6 747	(14)
NNB Holding Company (SZC) Ltd.	46,86 %	1 206	-	400	-
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	519	6	518	5
Luminus SA	31,37 %	616	(26)	389	4
Framatome	24,50 %	216	(19)	85	1
<b>Autres participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>1 409</b>	<b>81</b>	<b>1 489</b>	<b>92</b>
<b>TOTAL</b>		<b>13 712</b>	<b>98</b>	<b>12 211</b>	<b>138</b>

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd., détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (HPC) Limited, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,50 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (SZC) Limited, holding de la Société portant le projet Sizewell C, détenue à 53,14 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité au 30 juin 2023 (voir note 10.2). Le gouvernement Britannique est entré au capital de la Société le 30 novembre 2022 concomitamment à la sortie de CGN qui détenait 20,00 %.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent principalement aux participations de collectivités locales belges, ainsi que les apports de partenaires sur le projet de CCGT de Seraing.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 75,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 98 millions d'euros au premier semestre 2023 (131 millions d'euros au premier semestre 2022).

## NOTE 14 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ACTIFS DÉDIÉS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2023			31/12/2022		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 921	25 488	27 409	1 602	24 982	26 584
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	2 245	30 967	33 212	1 539	31 039	32 578
<b>Provisions liées à la production nucléaire</b>	<b>4 166</b>	<b>56 455</b>	<b>60 621</b>	<b>3 141</b>	<b>56 021</b>	<b>59 162</b>

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

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2023
Provisions pour gestion du combustible utilisé	12 663	213	(436)	330	42	(70)	12 742
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	373	-	-	16	12	(15)	386
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 548	380	(197)	485	36	29	14 281
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>26 584</b>	<b>593</b>	<b>(633)</b>	<b>831</b>	<b>90</b>	<b>(56)</b>	<b>27 409</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29 015	105	(447)	928	366	(466)	29 501
Provisions pour derniers cœurs	3 563	-	-	87	39	22	3 711
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>32 578</b>	<b>105</b>	<b>(447)</b>	<b>1 015</b>	<b>405</b>	<b>(444)</b>	<b>33 212</b>
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>	<b>59 162</b>	<b>698</b>	<b>(1 080)</b>	<b>1 846</b>	<b>495</b>	<b>(500)</b>	<b>60 621</b>
Dont EDF SA	43 382	337	(660)	1 242	-	189	44 490
dont périmètre loi du 28 juin 2006	42 187	332	(637)	1 212	-	189	43 283
Dont Royaume-Uni	15 148	9	(402)	594	495	(676)	15 168
Dont Belgique	632	352	(18)	10	-	(13)	963

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur le premier semestre 2023 s'explique notamment :

- par une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 20 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction) dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de (439) millions d'euros au titre des variations de ces provisions adossées à des actifs (à savoir la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique pour les provisions aval du cycle et déconstruction, ou les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents pour les provisions pour derniers cœurs).
- par une augmentation des provisions sur la Belgique à hauteur de 335 millions d'euros traduisant principalement les effets pour EDF Luminus et EDF Belgium de l'accord signé par Engie avec le gouvernement belge sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires d'une part (voir note 7) et sur la prolongation des réacteurs de Tihange 3 et Doel 4 d'autre part.

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales d'EDF Energy est décrit en note 15.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

## 14.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction des centrales et derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de scénarios industriels et procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durées d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements. Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions nucléaires en France ainsi que les principales modalités d'évaluations des provisions sont décrits en note 15.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

Concernant les provisions pour gestion du combustible usé, les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 - 2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016 - 2023.

Des négociations sont en cours depuis septembre 2020 avec Orano Recyclage au titre de l'avenant 2024-2026. Ces négociations avaient conduit à enregistrer une provision pour risques et charges de 854 millions d'euros au 31 décembre 2022 correspondant à la meilleure estimation à cette date de l'issue probable des négociations sur la base des derniers échanges entre les parties. Les discussions ont repris sur le premier semestre 2023 à la suite de nouvelles demandes d'Orano Recyclage et ne sont pas encore convergées au 30 juin 2023. La provision pour risques et charges a fait l'objet d'une dotation complémentaire exceptionnelle à hauteur de 1 026 millions d'euros sur le semestre pour atteindre 1 880 millions d'euros au 30 juin 2023 (voir note 16.2), à mettre en regard de la provision au titre de l'accord traitement recyclage au sein de la provision pour gestion du combustible usé pour 8,3 milliards d'euros au 30 juin 2023. Elle reflète la meilleure vision à date d'EDF de l'impact sur les provisions de l'issue des négociations, sur la base de la dernière contre-proposition d'EDF à Orano Recyclage d'avril 2023. Cette dernière contre-proposition, qui représente notamment une rémunération moyenne du contrat en augmentation de 27 % (en euros 2024) par rapport à la moyenne prévue pour la période 2016-23 (en euros 2020), intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

Lorsque les négociations seront finalisées, il pourra en être tiré les conséquences directement sur les provisions pour gestion du combustible usé (en lieu et place de la provision pour risques et charges actuelle).

Concernant les provisions pour gestion à long terme des déchets, démantèlement et dernier cœur il n'y a pas eu sur le premier semestre 2023 d'événement réglementaire, industriel, opérationnel ou financier susceptible de conduire à une évolution notable des devis et provisions.

Concernant le centre de stockage CIGEO, il est à noter que, suite au dépôt le 16 janvier 2023 de la demande d'autorisation de création (DAC) par l'ANDRA auprès du ministère de la Transition énergétique, l'ASN a publié le 22 juin 2023 une note d'information confirmant la recevabilité de ce DAC. Cette étape permet de lancer le travail d'instruction technique du dossier. Le décret d'autorisation de création est attendu à horizon 2027.

### Taux d'actualisation et taux d'inflation

Les modalités de calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation sont décrites en note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

Sur cette base, le taux d'actualisation s'établit à 4,8 % au 30 juin 2023 (4,8 % au 31 décembre 2022) prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,3 % (2,3 % au 31 décembre 2022), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 30 juin 2023 (2,5 % au 31 décembre 2022).

La stabilité du taux d'actualisation reflète la relative stabilité des taux des OAT pour les maturités supérieures à 10 ans ainsi que celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2022.

### Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,82 % au 30 juin 2023 (2,85 % au 31 décembre 2022).

Par ailleurs, les études tenant compte du profil de rendement et de risque des différentes classes d'actifs font ressortir un rendement moyen prévisionnel à 20 ans des actifs dédiés proche de leur rendement moyen annualisé de 5,8 % observé entre le 1<sup>er</sup> janvier 2004 et le 30 juin 2023, et donc supérieur au taux d'actualisation.

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	30/06/2023		31/12/2022	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	16 083	10 246	16 194	10 184
- dont non liée au cycle d'exploitation	3 448	1 633	3 417	1 607
Gestion à long terme des déchets radioactifs	37 906	12 790	36 996	12 475
<b>AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE</b>	<b>53 989</b>	<b>23 036</b>	<b>53 190</b>	<b>22 659</b>
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 936	12 590	21 381	12 125
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 454	5 168	8 219	4 969
Derniers cœurs	4 244	2 489	4 189	2 434
<b>DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>34 634</b>	<b>20 247</b>	<b>33 789</b>	<b>19 528</b>
<b>PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006</b>		<b>43 283</b>		<b>42 187</b>

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

#### Au 30 juin 2023 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
<b>Aval du cycle nucléaire :</b>	<b>24 243</b>	<b>(890)</b>	<b>976</b>	<b>717</b>	<b>(790)</b>
- gestion du combustible usé	11 453	(199)	212	170	(182)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	12 790	(691)	764	547	(608)
<b>Déconstruction et derniers cœurs :</b>	<b>20 247</b>	<b>(757)</b>	<b>798</b>	<b>153</b>	<b>(164)</b>
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 590	(519)	544	0	(0)
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 168	(153)	164	153	(164)
- derniers cœurs	2 489	(85)	90	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>44 490</b>	<b>(1 647)</b>	<b>1 774</b>	<b>870</b>	<b>(954)</b>
<b>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</b>	<b>32 664</b>	<b>(1 467)</b>	<b>1 585</b>	<b>769</b>	<b>(847)</b>

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (840)/875 millions d'euros dont 446/(470) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

## 14.2 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

EDF a constitué un portefeuille d'actifs financiers dédiés à la sécurisation du financement des engagements nucléaires de long terme et notamment à la déconstruction des centrales et à la gestion à long terme des déchets radioactifs, conformément à la réglementation.

Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la réglementation applicable sont exposés en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2022.

### 14.2.1 Évolutions des actifs dédiés sur le premier semestre 2023

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2022 (107,1 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2023 et aucune dotation n'a été réalisée sur le premier semestre 2023 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2022 et aucune dotation n'a été réalisée en 2022).

Le premier semestre 2023 a été marqué par un rebond des actifs risqués, qui ont ainsi rattrapé une grande partie de la baisse enregistrée en 2022.

Ce mouvement reflète une nette amélioration des anticipations macro-économiques, et la conviction de plus en plus forte des investisseurs d'un scénario d'atterrissage en douceur de l'économie mondiale, permettant d'éviter ainsi une récession trop sévère, alors que le positionnement des investisseurs était très prudent fin 2022. Par ailleurs, le ralentissement de l'inflation est notable : le taux d'inflation américain est revenu en mai à 4,0 % sur un an glissant, contre 9,1 % en juin 2022. Ce reflux de l'inflation alimente l'idée selon laquelle les banques centrales vont pouvoir bientôt terminer leur resserrement monétaire, ouvrant ainsi la porte à un assouplissement ultérieur. Les banques centrales restent toutefois vigilantes, notamment parce que l'inflation hors alimentation et énergie reste élevée (5,3 % en mai sur un an glissant aux Etats-Unis et également en zone Euro).

Ces tendances macro-économiques favorables se sont également traduites par des résultats des entreprises dans l'ensemble meilleurs qu'attendus. C'est le cas en particulier des grandes valeurs du secteur de la technologie, qui ont fortement contribué à la hausse des indices.

Dans ce contexte, depuis le début de l'année (au 30 juin), l'indice actions MSCI World All Countries a progressé de 12,1 % en Euro, l'indice obligataire FTSE EMU GBI de 2,6 % et l'indice de crédit FTSE EuroBIG Corporate de 2,3 %.

Depuis le début de l'année, la performance des actifs de croissance (+11% dont +11,6% pour les actions cotées) et des actifs de taux (+2,4% dont +2,6% pour les obligations cotées) est restée proche de celle des indices.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont ainsi été enregistrées sur le premier semestre 2023 dans le résultat financier à hauteur de +1 392 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (3 196) millions d'euros sur le premier semestre 2022 et de (3 096) millions d'euros sur l'exercice 2022. De même, des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur le premier semestre 2023 en OCI à hauteur de +141 millions d'euros (voir note 17.1.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (637) millions d'euros sur le premier semestre 2022 et (875) millions d'euros en 2022.

Au premier semestre 2023, EDF Invest a poursuivi la gestion des différentes classes d'actifs non cotés relevant de son mandat (infrastructures, immobilier et fonds d'investissement).

Des retraits pour un montant de 309 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir au premier semestre 2023 (273 millions d'euros sur le premier semestre 2022 et 416 millions d'euros sur l'exercice 2022).

## 14.2.2 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF se décomposent de la façon suivante :

(en millions d'euros)		30/06/2023		31/12/2022	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
<b>Actifs de rendement (EDF Invest)</b>		<b>6 133</b>	<b>8 829</b>	<b>6 477</b>	<b>8 772</b>
CTE	Participations dans les entreprises associées <sup>(1)</sup>	1 580	4 035	1 766	3 791
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées <sup>(2)</sup>	2 148	2 364	2 268	2 495
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets <sup>(3)</sup>	2 407	2 432	2 422	2 465
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(2)	(2)	21	21
<b>Actifs de croissance</b>		<b>13 133</b>	<b>13 133</b>	<b>12 251</b>	<b>12 251</b>
Actions - parts d'OPC	Titres de dettes	12 552	12 552	11 625	11 625
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	563	563	553	553
Dérivés	Juste valeur des dérivés	18	18	73	73
<b>Actifs de taux</b>		<b>13 474</b>	<b>13 474</b>	<b>12 881</b>	<b>12 881</b>
Obligations	Titres de dettes	11 444	11 444	11 101	11 101
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	219	219	215	215
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 488	1 488	1 414	1 414
Fonds diversifiés de dettes	Titres de dettes	326	326	163	163
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(3)	(3)	(12)	(12)
<b>TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF</b>		<b>32 740</b>	<b>35 436</b>	<b>31 609</b>	<b>33 904</b>

<sup>(1)</sup>Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

<sup>(2)</sup>Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

<sup>(3)</sup>Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 284 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

## 14.3 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME D'EDF

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du Groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2023	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 633	1 607
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 790	12 475
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 758	17 094
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	483	473
<b>COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME</b>	<b>32 664</b>	<b>31 649</b>
<b>VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>35 436</b>	<b>33 904</b>
<b>TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE</b>	<b>108,5 %</b>	<b>107,1 %</b>

Au 30 juin 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 30 juin 2023.

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 107,1 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

## NOTE 15 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

### 15.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL DU GROUPE

(en millions d'euros)	30/06/2023	31/12/2022
Provisions pour avantages du personnel – part courante	740	790
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	15 507	16 231
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>16 247</b>	<b>17 021</b>

#### 15.1.1 Décomposition de la variation de la provision : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
<b>Solde au 31/12/2022<sup>(1)</sup></b>	<b>33 230</b>	<b>(16 884)</b>	<b>16 346</b>
Charge nette du premier semestre 2023	845	(351)	494
Écarts actuariels	(412)	(23)	(435)
Cotisations versées aux fonds	-	(40)	(40)
Cotisations salariales	2	(1)	1
Prestations versées	(765)	175	(590)
Écarts de conversion	207	(226)	(19)
Autres mouvements	(1)	5	4
<b>SOLDE AU 30/06/2023</b>	<b>33 106</b>	<b>(17 345)</b>	<b>15 761</b>
<b>Dont</b>			
Provisions pour avantages du personnel			16 247
Actifs financiers non courants			(486)

<sup>(1)</sup>Le passif net au 31 décembre 2022 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 17 021 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (675) millions d'euros soit un passif net de 16 346 millions d'euros.

La répartition du passif net par zone géographique est la suivante :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
France	25 795	(9 920)	15 875
Royaume Uni	6 523	(6 988)	(465)
Autres	788	(437)	351
<b>Solde au 30/06/2023</b>	<b>33 106</b>	<b>(17 345)</b>	<b>15 761</b>
<b>Dont</b>			
Provisions pour avantages du personnel			16 247
Actifs financiers non courants			(486)

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
France	26 054	(9 398)	16 656
Royaume Uni	6 401	(7 039)	(638)
Autres	775	(447)	328
<b>Solde au 31/12/2022</b>	<b>33 230</b>	<b>(16 884)</b>	<b>16 346</b>
<b>Dont</b>			
Provisions pour avantages du personnel			17 021
Actifs financiers non courants			(675)

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2023 s'élèvent à (412) millions d'euros :

- dont (419) millions d'euros en France en lien avec la variation du taux d'actualisation (+ 10 points de base) ;
- dont 10 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 15.2)

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2023 s'élèvent à (23) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution, en France de (343) millions d'euros due à la bonne performance des marchés actions sur la période et au Royaume-Uni de 223 millions d'euros due à la hausse marquée des taux souverains britanniques.

## 15.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	S1 2023	S1 2022
Coût des services rendus	(224)	(427)
Coût des services passés	91	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	(38)	302
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	(10)	-
<b>Charges nettes en résultat d'exploitation</b>	<b>(181)</b>	<b>(125)</b>
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(664)	(335)
Produit sur les actifs de couverture	351	214
<b>Charge d'intérêt nette en résultat financier</b>	<b>(313)</b>	<b>(121)</b>
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>(494)</b>	<b>(246)</b>
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	412	15 620
Écarts actuariels sur actifs de couverture	23	(6 478)
<b>Écarts actuariels</b>	<b>435</b>	<b>9 142</b>
<b>Écarts de conversion</b>	<b>19</b>	<b>(60)</b>
<b>GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b>	<b>454</b>	<b>9 082</b>

## 15.1.3 Réforme des retraites

La loi 2023-270 de financement rectificative de la sécurité sociale pour 2023, promulguée le 14 avril 2023, est venue modifier le régime général des retraites en France. Ses principales mesures concernent le recul progressif de l'âge légal de départ à la retraite de 62 à 64 ans et l'augmentation de la durée de cotisation requise pour bénéficier d'une retraite à taux plein.

La loi prévoit par ailleurs, pour le régime spécial des Industries électriques et gazières (IEG), la fermeture de ce régime pour les nouveaux embauchés à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2023.

Pour les salariés actuels affiliés au régime spécial des IEG, le calendrier et les modalités d'application de ces mesures seront précisées par décrets, notamment pour tenir compte du calendrier de mise en oeuvre de la précédente réforme (Loi 2010-1330 du 9 novembre 2010).

Dans l'attente de la publication de ces décrets, le Groupe n'est pas en mesure d'estimer de manière suffisamment fiable les impacts de la réforme sur ses provisions pour avantages du personnel pour en traduire les effets dans ses comptes au 30 juin 2023. Sur la base des informations obtenues à la date d'arrêté des comptes, notamment de simulations effectuées par la CNIEG sur différents scénarios, le Groupe s'attend toutefois à une augmentation nette de ses engagements limitée, d'un montant inférieur à 300 millions d'euros.

## 15.2 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2022.

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	30/06/2023	31/12/2022	30/06/2023	31/12/2022
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs <sup>(1)</sup>	4,00%	3,90 %	5,05%	4,75 %
Taux d'inflation	2,30%	2,30 %	3,10%	2,90 %
Taux d'augmentation des salaires <sup>(2)</sup>	3,70%	3,70 %	2,85%	2,65 %

<sup>(1)</sup>Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

<sup>(2)</sup>Taux moyen inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

## NOTE 16 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

(en millions d'euros)	Note	30/06/2023			31/12/2022		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	16.1	175	1 964	2 139	127	2 006	2 133
Autres provisions	16.2	4 952	3 113	8 065	3 885	2 665	6 550
<b>AUTRES PROVISIONS</b>		<b>5 127</b>	<b>5 077</b>	<b>10 204</b>	<b>4 012</b>	<b>4 671</b>	<b>8 683</b>

### 16.1 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La composition des autres provisions pour déconstruction est présentée dans les comptes consolidés du 31 décembre 2022 en note 17.1.

### 16.2 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2023
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	605	70	(45)	-	-	7	637
Provisions pour risques fiscaux autres que liés à l'IS	49	1	(15)	(3)	-	3	35
Provisions pour litiges	321	56	(53)	(41)	-	1	284
Provisions pour contrats onéreux	638	56	(91)	-	2	(4)	601
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 926	1 323	(1 011)	-	-	46	2 284
Autres provisions pour risques et charges	3 011	1 402	(302)	(26)	3	136	4 224
<b>TOTAL</b>	<b>6 550</b>	<b>2 908</b>	<b>(1 517)</b>	<b>(70)</b>	<b>5</b>	<b>189</b>	<b>8 065</b>

#### Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

#### Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelable et pour Certificats d'économie d'énergie (CEE), le cas échéant. La hausse des provisions sur le semestre correspond principalement à des dotations au titre des Certificats d'énergie renouvelable au Royaume-Uni, ainsi qu'aux CEE en Italie, mais compensées par des reprises en France. Pour rappel, une grande partie des obligations au titre des Certificats d'énergie renouvelable est couverte par ceux acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

#### Autres provisions pour risques et charges

Au 31 décembre 2022, une provision pour risques avait été enregistrée au titre de négociations en cours avec Orano Recyclage dans le cadre de l'avenant à l'accord traitement recyclage 2024-2026. Elle a fait l'objet d'une dotation complémentaire exceptionnelle à hauteur de 1 026 millions d'euros sur le semestre pour atteindre 1 880 millions d'euros au 30 juin 2023 (voir note 14.1).

Les autres provisions couvrent par ailleurs divers risques et charges liés à l'exploitation (restructuration, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

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

## 16.3 PASSIFS ÉVENTUELS

Concernant les passifs éventuels du Groupe, hormis les procédures mentionnées ci-dessous, aucune évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2023 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2022 en note 17.3.

### 16.3.1 Contrôles fiscaux d'EDF

Pour la période 2008 à 2019, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par un arrêt du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour administrative d'appel a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. La Société a formé un second pourvoi devant le Conseil d'État qui a été admis fin 2022. Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction rejette les arguments de la Société et confirme définitivement la non-déductibilité fiscale de ces passifs nucléaires. La Société a tiré en 2022 les conséquences de cette décision dans ses comptes.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a par ailleurs 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 de la Société en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. En exécution de ce jugement, la Société a décaissé 297 millions d'euros (voir note 9.2 aux comptes consolidés du 31 Décembre 2022) et a fait appel de la partie défavorable de la décision. Par ailleurs, le Ministre a fait appel de la partie favorable à l'entreprise de la décision.

### 16.3.2 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité d'origine photovoltaïque (tarif de rachat PV) ont eu pour conséquence, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement sur la base d'un nouveau tarif. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat PV. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi jusqu'en 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

A la suite d'une question préjudicielle, la Cour de justice de l'Union européenne a considéré le 15 mars 2017 que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituent une aide d'État mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission, ce qui la rend illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences.

Le 18 septembre 2019, par plusieurs arrêts de rejet intéressant tant Enedis qu'EDF, la Cour de cassation a jugé l'aide illégale car non notifiée et dès lors le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable. Depuis cette date, pour l'essentiel, la Cour de cassation confirme sa jurisprudence du 18 septembre 2019 et rejette les pourvois des producteurs fondés sur l'aide d'État.

Au regard de cette jurisprudence désormais constante, certains producteurs ont formé des recours en réparation contre l'État devant les tribunaux administratifs. A ce jour, les tribunaux administratifs ont rejeté les recours des producteurs.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles, EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance responsabilité civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la faute du GRD. A la suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique. Le Tribunal de Commerce de Paris a prononcé le 23 octobre 2019 la jonction de l'instance EDF avec l'instance Enedis. Au regard de l'évolution favorable des dossiers devant la Cour de cassation, EDF et Enedis ont décidé de demander le « retrait du rôle » de ce dossier lors de l'audience du 17 février 2021, et ainsi suspendre la procédure pendant 2 ans pour fixer définitivement la liste des dossiers qui subsisteraient dans leur réclamation. EDF et Enedis ont actualisé leurs conclusions en février 2023 afin d'interrompre la péremption d'instance. Une première audience de procédure a eu lieu le 15 mars 2023. Une seconde audience de procédure est fixée le 6 septembre 2023.

### 16.3.3 Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'Appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Une nouvelle déclaration de saisine a été déposée par EDF devant la Cour d'appel. La procédure est 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, 53,93 millions d'euros à TotalEnergies 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 Energie Grands Comptes et Priméo Energie 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.

Le 27 mars 2023, le Tribunal de commerce de Paris a pris acte du désistement de la société Plüm Energy et Entreprises et Collectivités du contentieux contre EDF.

Le 24 mai 2023, le Tribunal de commerce a débouté Arcelor Mittal de ses demandes. Le jugement est susceptible d'appel.

Le dossier Vattenfall reste pendant devant le Tribunal de Commerce de Paris.

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

Au 31 décembre 2022, le groupe EDF faisait l'objet de trois procédures (réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence, qui sont décrites dans la note 17.3.6 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

A la suite d'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, Electricité de Strasbourg, ES Services Energétiques 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. Le Groupe a soumis ses observations en réponse au rapport le 12 avril 2023. La procédure contradictoire se poursuivra sur l'exercice, avec la tenue de la séance devant le collège de l'ADLC, sans préjuger de son issue finale.

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

## NOTE 17 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

### 17.1 ACTIFS FINANCIERS

#### 17.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2023			31/12/2022		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 607	5 129	22 736	17 014	4 982	21 996
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	-	249	249	36	207	243
Titres en juste valeur en résultat	1 496	24 949	26 445	1 409	23 490	24 899
<b>Titres de dettes ou de capitaux propres</b>	<b>19 103</b>	<b>30 327</b>	<b>49 430</b>	<b>18 459</b>	<b>28 679</b>	<b>47 138</b>
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	17 546	-	17 546	30 566	-	30 566
Dérivés de couverture – Juste valeur positive <sup>(1)</sup>	4 292	4 212	8 504	6 903	5 376	12 279
Prêts et créances financières <sup>(2)</sup>	6 013	10 339	16 352	2 105	14 457	16 562
<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS</b>	<b>46 954</b>	<b>44 878</b>	<b>91 832</b>	<b>58 033</b>	<b>48 512</b>	<b>106 545</b>

<sup>(1)</sup>Dont 3 632 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (voir note 18.2).

<sup>(2)</sup>Dont dépréciation pour (400) millions d'euros au 30 juin 2023 ((386) millions d'euros au 31 décembre 2022).

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((13) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec la baisse des prix de marché des commodités et de la volatilité observée au premier semestre 2023.

#### 17.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2023				31/12/2022
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
<b>Titres de dettes ou de capitaux propres</b>					
Actifs dédiés d'EDF	4 712	-	24 164	28 876	27 369
Actifs liquides	17 863	-	1 451	19 314	18 507
Autres actifs <sup>(1)</sup>	161	249	830	1 240	1 262
<b>TOTAL</b>	<b>22 736</b>	<b>249</b>	<b>26 445</b>	<b>49 430</b>	<b>47 138</b>

<sup>(1)</sup>Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 14.2. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

## Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2023			S1 2022		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
<i>(en millions d'euros)</i>						
Actifs dédiés d'EDF	98	-	(43)	(753)	-	(116)
Actifs liquides	138	-	-	(591)	-	(24)
Autres titres	-	3	-	-	(4)	-
<b>TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES<sup>(3)</sup></b>	<b>236</b>	<b>3</b>	<b>(43)</b>	<b>(1 344)</b>	<b>(4)</b>	<b>(140)</b>

<sup>(1)</sup>+/( ) : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

<sup>(2)</sup>+/( ) : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

<sup>(3)</sup>Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) concernent principalement EDF pour +279 millions d'euros dont +141 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2023 et pour (1 204) millions d'euros dont (637) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2022.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur le premier semestre 2023.

### 17.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2023	31/12/2022
Créances à recevoir du NLF	13 930	14 000
Autres prêts et créances financières	2 422	2 562
<b>PRETS ET CREANCES FINANCIERES</b>	<b>16 352</b>	<b>16 562</b>

Au 30 juin 2023, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 13 930 millions d'euros au 30 juin 2023 (14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 14 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
  - le surfinancement du plan de retraite EDFG (*EDF Group of the ESPs*) d'EDF Energy pour un montant de 479 millions d'euros au 30 juin 2023 contre 658 millions d'euros au 31 décembre 2022,
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 256 millions d'euros au 30 juin 2023 (253 millions d'euros au 31 décembre 2022) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
  - des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France et en Amérique du Nord, pour un montant de 881 millions d'euros au 30 juin 2023 contre 823 millions d'euros au 31 décembre 2022.

## 17.2 PASSIFS FINANCIERS

### 17.2.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	30/06/2023			31/12/2022		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	72 612	21 105	93 717	67 340	28 713	96 053
Dérivés de transaction – Juste valeur négative	-	16 439	16 439	-	28 884	28 884
Dérivés de couverture – Juste valeur négative <sup>(1)</sup>	2 892	6 516	9 408	3 718	14 247	17 965
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>75 504</b>	<b>44 060</b>	<b>119 564</b>	<b>71 058</b>	<b>71 844</b>	<b>142 902</b>

<sup>(1)</sup>Dont 2 187 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (voir note 18.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((12,4) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec la baisse des prix de marché des commodités et de la volatilité observée au premier semestre 2023.

### 17.2.2 Emprunts et dettes financières

#### 17.2.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
<b>Soldes au 31/12/2022</b>	<b>45 150</b>	<b>20 278</b>	<b>25 115</b>	<b>4 269</b>	<b>1 241</b>	<b>96 053</b>
Augmentations	6 442	1 288	1 734	329	356	10 149
Diminutions	(1 979)	(270)	(7 872)	(377)	(76)	(10 574)
Écarts de conversion	193	(37)	(14)	5	(39)	108
Mouvements de périmètre	-	177	(3)	5	-	179
Variations de juste valeur	(422)	(36)	(37)	-	-	(495)
Autres mouvements	(2 390)	(21)	528	160	20	(1 703)
<b>SOLDES AU 30/06/2023</b>	<b>46 994</b>	<b>21 379</b>	<b>19 451</b>	<b>4 391</b>	<b>1 502</b>	<b>93 717</b>

Les principales opérations réalisées sur le premier semestre 2023 concernant les **emprunts obligataires** sont :

- L'émission d'obligations senior sur la période pour un montant brut de 6,4 milliards d'euros dont 3,0 milliards d'euros en janvier, 0,1 milliard d'euros en mars, 3,1 milliards d'euros en mai et 0,2 milliard d'euros en juin (voir note 17.2.2.2) ;
- le remboursement obligataire de 2,0 milliards d'euros intervenu en mars 2023.

Les principales opérations réalisées sur le premier semestre 2023 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont relatives aux tirages de lignes de crédit pour 900 millions d'euros (dont 750 millions d'euros sur 3 lignes de crédit bilatérales conclues en 2023 et 150 millions d'euros sur une ligne de crédit conclue en 2022) et au remboursement partiel de 40 millions d'euros sur deux lignes de crédit auprès de la Banque Européenne d'Investissement.

Au 30 juin 2023, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 9 965 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 4 765 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	30/06/2023
Émissions d'emprunts	6 442	1 288	1 734	-	1	9 465
Remboursements d'emprunts	(1 979)	(270)	(7 872)	(377)	-	(10 498)

### 17.2.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 30 juin 2023, les principaux emprunts supérieurs à un équivalent de 750 millions d'euros à l'émission (hors *green bonds* et hors OCÉANES) du Groupe sont les suivants. En conséquence, l'émission de l'emprunt en Yens sur le dernier semestre n'est pas incluse dans ce tableau (voir note 2).

Type d'emprunt <i>(en millions de devises)</i>	Entité	Date d'émission <sup>(1)</sup>	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63%
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00%
Obligataire	EDF	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88%
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09%
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13%
Obligataire	EDF	05/2023	05/2028	1 000	USD	5,70%
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50%
Obligataire	EDF	10/2022	12/2026	1 000	EUR	4,38%
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63%
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00%
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88%
Euro MTN	EDF	01/2023	01/2032	1 000	EUR	4,25%
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63%
Obligataire	EDF	05/2023	05/2033	1 000	USD	6,25%
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13%
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88%
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88%
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95%
Obligataire	EDF	01/2010	01/2040	850	USD	5,60%
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50%
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50%
Euro MTN	EDF	01/2023	01/2043	1 000	EUR	4,63%
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88%
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75%
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95%
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00%
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00%
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13%
Obligataire	EDF	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90%
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99%
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50%
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	700	USD	6,00%
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00%

Au 30 juin 2023, les principaux *green bonds* sont les suivants :

Type d'emprunt <i>(en millions de devises)</i>	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire ( <i>green bond</i> )	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN ( <i>green bond</i> )	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN ( <i>green bond</i> )	EDF	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire ( <i>green bond</i> )	EDF	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %

### 17.2.2.3 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	45	532	18 707	694	1 127	21 105
Entre un et cinq ans	10 579	18 869	117	2 188	93	31 846
À plus de cinq ans	36 370	1 978	627	1 509	282	40 766
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 30/06/2023</b>	<b>46 994</b>	<b>21 379</b>	<b>19 451</b>	<b>4 391</b>	<b>1 502</b>	<b>93 717</b>

### 17.3 LIGNES DE CRÉDIT NON UTILISÉES

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 14 947 millions d'euros au 30 juin 2023 (14 051 millions d'euros au 31 décembre 2022). Ces montants incluent 10 076 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG intégralement non tirées au 30 juin 2023 (10 053 millions d'euros au 31 décembre 2022).

L'augmentation de ces lignes de crédit est notamment liée à la ligne de crédit de 1 milliard d'euros octroyée à Edison par un pool de banques. Cette ligne de crédit est assortie d'une garantie de l'agence nationale de crédit à l'exportation (SACE) à hauteur de 70% de son montant.

(en millions d'euros)	30/06/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<b>LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES</b>	<b>14 947</b>	<b>1 462</b>	<b>13 462</b>	<b>23</b>	<b>14 051</b>

### 17.4 JUSTE VALEUR DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	30/06/2023		31/12/2022	
	Juste valeur	Valeur au bilan	Juste valeur	Valeur au bilan
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>89 284</b>	<b>93 717</b>	<b>93 264</b>	<b>96 053</b>

### 17.5 VARIATION DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	S1 2023			S1 2022			2022		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	(1)	-	5	148	(4)	(1)	392	-	(1)
Couverture de change	(409)	(264)	4	2 779	773	(70)	2 653	598	92
Couverture d'investissement net à l'étranger	(341)	-	-	(74)	-	-	308	-	-
Couverture de matières premières	5 278	(1 403)	(84)	(1 396)	(2 827)	(133)	(9 002)	(3 131)	(2)
<b>INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE<sup>(3)</sup></b>	<b>4 527</b>	<b>(1 667)</b>	<b>(75)</b>	<b>1 457</b>	<b>(2 058)</b>	<b>(204)</b>	<b>(5 649)</b>	<b>(2 533)</b>	<b>89</b>

<sup>(1)</sup>+ / (-) : augmentation / (diminution) des capitaux propres part du Groupe.

<sup>(2)</sup>+ / (-) : augmentation / (diminution) du résultat part du Groupe.

<sup>(3)</sup>Hors entreprises associées et coentreprises.

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de 6 194 millions d'euros sur le premier semestre 2023 (3 515 millions d'euros sur le premier semestre 2022 et (3 116) millions d'euros en 2022).

Elle s'explique en 2023 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (341) millions d'euros ((74) millions d'euros sur le premier semestre 2022 et 308 millions d'euros en 2022) et des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de 6 401 millions d'euros (3 589 millions d'euros sur le premier semestre 2022 et (3 579) millions d'euros en 2022) – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (excédent brut d'exploitation) au premier semestre 2023 pour (1 403) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (1 104) millions d'euros, principalement sur les secteurs France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- de gaz pour (321) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour +22 millions d'euros.

## NOTE 18 INDICATEURS FINANCIERS

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

### 18.1 RÉSULTAT NET COURANT

Le résultat net courant correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

#### Au 30 juin 2023

	Notes	S1 2023			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
<i>(en millions d'euros)</i>					
<b>Résultat net</b>					<b>5 808</b>
<b>Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres<sup>(1)</sup></b>	<b>8.3</b>	<b>(1 412)</b>	<b>364</b>	<b>(2)</b>	<b>(1 046)</b>
<b>Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i></b>	<b>6</b>	<b>276</b>	<b>(63)</b>	<b>3</b>	<b>210</b>
<b>Pertes de valeur</b>		<b>98</b>	<b>(13)</b>	<b>1</b>	<b>84</b>
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles <sup>(2)</sup>	10.4	48	(13)	-	35
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises <sup>(3)</sup>	11.2	50	-	1	49
<b>Autres éléments</b>		<b>1 702</b>	<b>(420)</b>	<b>71</b>	<b>1 211</b>
- dont autres produits et charges d'exploitation <sup>(4)</sup>	7	1 696	(420)	71	1 205
- dont divers		6	-	-	6
<b>RÉSULTAT NET COURANT</b>					<b>6 267</b>

<sup>(1)</sup>Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

<sup>(2)</sup>Au 30 juin 2023, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation de parcs éoliens en Chine pour un montant total de (36) millions d'euros.

<sup>(3)</sup>Au 30 juin 2023, les pertes de valeur liées au titres de participations mis en équivalence concernent principalement les actifs dédiés pour (30) millions d'euros et des parcs éoliens au Mexique pour (15) millions d'euros.

<sup>(4)</sup>Au 30 juin 2023, les APCE comprennent notamment la dotation complémentaire dans le cadre des négociations en cours avec Orano Recyclage pour (1 026) millions d'euros, les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (226) millions d'euros, ainsi que (335) M€ liés à la réévaluation des provisions sur la Belgique traduisant principalement les effets pour Luminus et EDF Belgium de l'accord signé avec Engie avec le gouvernement belge. Ils intègrent également un produit de 91 M€, lié à la décision prise par EDF Energy, en accord avec les termes du régime, de limiter l'augmentation des pensions liée à l'inflation.

## Au 30 juin 2022

	Notes	S1 2022			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
<i>(en millions d'euros)</i>					
<b>Résultat net</b>					(5 293)
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres <sup>(1)</sup>	8.3	3 289	(850)	(10)	2 429
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	993	(247)	-	746
<b>Pertes de valeur</b>		<b>390</b>	<b>(98)</b>	<b>(25)</b>	<b>267</b>
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles <sup>(2)</sup>	10.4	253	(66)	(25)	162
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises <sup>(3)</sup>	11.2	137	(32)	-	105
<b>Autres éléments</b>		<b>577</b>	<b>(37)</b>	<b>(1)</b>	<b>539</b>
- dont autres produits et charges d'exploitation <sup>(4)</sup>	7	388	(109)	(1)	278
- dont taxe sur les surprofits (Italie)	9	-	71	-	71
<b>RÉSULTAT NET COURANT</b>					<b>(1 312)</b>

<sup>(1)</sup>Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

<sup>(2)</sup> Au 30 juin 2022, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation de parcs éoliens aux États-Unis et au Mexique pour un montant total de (100) millions d'euros et la dépréciation d'un terrain au Royaume-Uni pour (121) millions d'euros.

<sup>(3)</sup> Au 30 juin 2022, les pertes de valeur liées aux titres de participations mis en équivalence concernent principalement des parcs éoliens aux États-Unis pour (134) millions d'euros.

<sup>(4)</sup> Au 30 juin 2022, les APCE comprennent notamment les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (308) millions d'euros, la charge liée à l'ORS pour un montant de (64) millions d'euros et le résultat de cession sur Dalkia Russie pour (15) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à 6 267 millions d'euros à fin juin 2023, en hausse de 7 579 millions d'euros par rapport au premier semestre 2022.

## 18.2 ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2023	31/12/2022
Emprunts et dettes financières	17.2.2	93 717	96 053
Dérivés de couvertures des dettes	17.1.1 et 17.2.1	(1 445)	(2 024)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(8 074)	(10 948)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	17.1.2	(19 314)	(18 507)
Dérivés de couvertures des actifs		(88)	(74)
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>64 796</b>	<b>64 500</b>

Le 8 juin 2023, le Groupe a émis des obligations hybrides comptabilisées en capitaux propres et parallèlement, EDF a lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée libellés en dollars US (voir note 13.3). Les titres visés qui sont toujours en circulation pour 551 millions d'euros ont été reclassés au 30 juin 2023 en passifs financiers.

EDF a confirmé le 7 juillet 2023, à l'occasion du résultat de l'offre de rachat, qu'elle a procédé à un rachat complémentaire de 3 millions d'USD avec une date de règlement fixée au 10 juillet 2023. A la clôture de l'offre, le montant en principal des titres toujours en circulation représente 596 millions d'USD qui sera réintégré en capitaux propres en juillet 2023.

## NOTE 19 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2023. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

### 19.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2023	31/12/2022
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation <sup>(1)</sup>	19.1.1	18 706	17 456
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	19.1.2	18 725	16 900
Engagements donnés liés aux opérations de financement	19.1.3	6 070	6 345
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS</b>		<b>43 501</b>	<b>40 701</b>

<sup>(1)</sup>Hors achats d'énergie et de combustibles et hors locations en tant que preneur.

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

#### 19.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

##### 19.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz et services associés) s'élevaient à 43 863 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Ils sont relativement stables sur le premier semestre 2023, l'effet à la hausse de l'ajustement des prix de matière étant compensé par l'effet à la baisse des prix de l'électricité prévus sur les 10 prochaines années.

##### 19.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2023, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	30/06/2023			31/12/2022
		Échéances			
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	10 332	4 020	3 246	3 066	9 648
Engagements sur achats d'exploitation <sup>(1)</sup>	8 142	5 164	2 343	635	7 611
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	232	75	120	37	197
<b>ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION<sup>(2)</sup></b>	<b>18 706</b>	<b>9 259</b>	<b>5 709</b>	<b>3 738</b>	<b>17 456</b>

<sup>(1)</sup>Hors achats d'énergie et de combustibles et hors locations en tant que preneur.

<sup>(2)</sup>Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 1 960 millions d'euros au 30 juin 2023 (1 912 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 30 juin 2023 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, Edison, EDF et Framatome. Leur évolution s'explique essentiellement par de nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables, notamment aux États-Unis et en France et par l'acquisition par Dalkia de Spie UK.

L'augmentation des engagements sur achats d'exploitation hors énergie et combustibles concerne principalement EDF, notamment dans le cadre de la maintenance et de l'entretien de son parc de production, Edvance, ainsi que EDF Renouvelables essentiellement dans le cadre de projets au Brésil.

##### 19.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Les engagements de location en tant que preneur non comptabilisés au bilan s'élevaient à 671 millions d'euros au 31 décembre 2022, dont 588 millions d'euros au titre d'actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction).

Les contrats de location liés à ce type d'actifs enregistrent une baisse sur le premier semestre 2023 pour un montant de l'ordre de 140 millions d'euros, du fait notamment de la réception par Edison d'un navire de transport de GNL.

### 19.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2023, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	17 643	12 007	5 187	449	15 867
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	785	7	690	88	864
Autres engagements donnés liés aux investissements	297	169	126	2	169
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT<sup>(1)</sup></b>	<b>18 725</b>	<b>12 183</b>	<b>6 003</b>	<b>539</b>	<b>16 900</b>

<sup>(1)</sup>Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 180 millions d'euros au 30 juin 2023 (183 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF Energy (principalement engagements liés à HPC), EDF SA (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, à Flamanville 3 et pour un montant limité, au projet EPR2), Enedis et EDF Renouvelables (projets notamment aux Etats-Unis, au Brésil et au Royaume-Uni). S'agissant d'EPR2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

### 19.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2023 sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2023				31/12/2022
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 699	1 301	505	1 893	3 616
Garanties financières données	1 281	39	774	468	1 587
Autres engagements donnés liés au financement	1 090	1 002	30	58	1 142
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT<sup>(1)</sup></b>	<b>6 070</b>	<b>2 342</b>	<b>1 309</b>	<b>2 419</b>	<b>6 345</b>

<sup>(1)</sup>Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 296 millions d'euros au 30 juin 2023 (2 609 millions d'euros au 31 décembre 2022). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables et EDF Trading.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participation de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

La diminution des engagements donnés liés aux opérations de financement est principalement liée à la main-levée chez EDF Renouvelables de la garantie financière en France sur le projet *offshore* de Saint-Nazaire.

## 19.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés.

(en millions d'euros)	30/06/2023	31/12/2022
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation <sup>(1)</sup>	9 016	8 407
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement / désinvestissement	230	317
Engagements reçus liés aux opérations de financement	20	22
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS RECUS<sup>(2)</sup></b>	<b>9 266</b>	<b>8 746</b>

<sup>(1)</sup>Hors engagements de livraison d'énergie et services associés. Hors engagements de location simple en tant que bailleur (509 millions d'euros au 31 décembre 2022).

<sup>(2)</sup>Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 17.3.

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

La baisse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par la cession par Dalkia de sa filiale Suir en 2022.

## NOTE 20 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux mentionnés dans la note 2 des comptes consolidés.