



Société anonyme  
au capital de 2 084 365 041 euros  
Siège social : 22-30, avenue de Wagram  
75382 Paris cedex 08  
552 081 317 RCS Paris

# Groupe EDF

## RAPPORT D'ACTIVITE 2023

## SOMMAIRE DETAILLE

1	FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS	3
2	ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE	6
2.1	Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	6
2.2	Consommation d'électricité et de gaz naturel	9
2.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	10
2.4	Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France	10
3	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2023	12
3.1	Chiffre d'affaires	13
3.2	Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	15
3.3	Résultat d'exploitation	18
3.4	Résultat financier	19
3.5	Impôts sur les résultats	19
3.6	Résultat net courant	19
3.7	Résultat net part du Groupe	19
4	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS	20
4.1	Endettement financier net	21
4.2	Cash-flow Groupe	22
4.3	Autres variations non monétaires	23
5	PERSPECTIVES FINANCIERES	23
6	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	24
6.1	Gestion et contrôle des risques financiers	24
6.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	31
7	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	32
8	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	32
9	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	32

# 1 FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS

**Production nucléaire en France en forte progression**  
**Bonne performance opérationnelle d'ensemble**  
**Nouvelle politique commerciale**  
**Réduction de la dette financière nette**  
**Trajectoire 1,5°C validée par Moody's**

## Clients

- ◇ **Nouvelle politique commerciale** : Afin d'offrir plus de visibilité des prix et de compétitivité pour les clients, le Groupe déploie une nouvelle politique commerciale via les mises aux enchères de volumes d'électricité à 4 et 5 ans sur le marché de gros et la commercialisation de contrats moyen terme de fourniture d'électricité. Par ailleurs, le Groupe développe des partenariats industriels de long terme adossés au parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire).
- ◇ **Décarbonation des usages** : les 12,4 millions de tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub> évitées par les clients en 2023 traduisent l'action d'EDF auprès de ses clients, en faveur de plus de sobriété et d'électrification des usages. Le nombre de pompes à chaleur installées est en hausse de 30 %, ainsi que celui des installations photovoltaïques en toiture et ombrières de parking, en hausse de 60 %. Dans la mobilité électrique, le nombre de points de charge déployés ou gérés a progressé de 21 %.
- ◇ **Hausse de 1,5% du portefeuille de clients** des pays du G4<sup>1</sup> en 2023

## Nucléaire

- ◇ 46 réacteurs étaient disponibles début janvier 2024, représentant 50 GW
- ◇ 15 des 16 réacteurs les plus sensibles au phénomène de corrosion sous contrainte sont réparés à fin 2023 et le dernier sera traité lors de sa visite décennale qui commence en février 2024. De plus, le programme 2023 de contrôles des soudures réparées lors de la construction a été finalisé
- ◇ Les estimations de production nucléaire en France sont confirmées dans les fourchettes 315-345 TWh pour 2024, 335-365 TWh pour 2025 et 2026<sup>2</sup>
- ◇ **Flamanville 3** : réussite des essais de requalification d'ensemble de l'installation en vue du chargement du combustible prévu en mars 2024<sup>3</sup>
- ◇ **Nouveau nucléaire britannique** :
  - **Hinkley Point C** :
    - Nouveau planning de démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 autour de 3 scénarios : une organisation du projet pour 2029, un cas de base en 2030 et un scénario défavorable en 2031<sup>4</sup>.
    - Nouveau coût à terminaison : 31 à 34 Mds£<sub>2015</sub> (le scénario défavorable se traduirait par un coût supplémentaire de 1 Md£<sub>2015</sub>)
    - Dépréciation de 12,9 Mds€ des actifs HPC et du goodwill d'EDF Energy<sup>5</sup>
    - Depuis fin 2023, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire et EDF finance actuellement l'intégralité des coûts
  - **Sizewell C** : poursuite du travail préparatoire du projet.
- ◇ **EPR2** : demandes d'autorisation pour construire la 1<sup>ère</sup> paire de réacteurs EPR2 sur le site de Penly déposées et site de Bugey choisi pour accueillir 2 futurs EPR2, après le choix de Penly et Gravelines.
- ◇ **EPR1200** : EDF présélectionné pour poursuivre le processus d'appel d'offres pour la construction de 1 à 4 réacteurs EPR1200 en République tchèque
- ◇ **NUWARD SMR** : pré-évaluation pour le développement d'un design standardisé par un collectif étendu d'autorités de sûreté nucléaire européennes.

## Hydraulique

- ◇ 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)

<sup>1</sup> 40,9 millions de clients décomptés par point de livraison en France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Un client peut avoir 2 points de livraison.

<sup>2</sup> Estimation de production nucléaire relative au parc actuellement en service

<sup>3</sup> Des risques d'écart des composants, équipements ou parties d'équipements livrés par les prestataires et fournisseurs d'EDF pourraient conduire, après analyse et si les écarts étaient confirmés, à une justification ou correction des écarts et, le cas échéant, à des retards sur le planning de démarrage

<sup>4</sup> Cf. communiqué de presse du 23 janvier 2024. Planning précédent pour l'unité 1 : juin 2027 et ancien coût : 25 - 26 Mds£<sub>2015</sub> (cf. CP du 19 mai 2022).

<sup>5</sup> Voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31/12/2023

## Renouvelables

- ◇ La hausse de 14 % de production éolienne et solaire à 28,1 TWh est due notamment aux nouvelles capacités installées (dont Al Dhafrah - 2,1 GW), pour atteindre 15,1 GW nets. Le portefeuille de projets éoliens et solaires est également en hausse de 15% à 98 GW bruts.
- ◇ 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
- ◇ EDF poursuit la décarbonation de la production thermique avec la conversion à la biomasse liquide de la centrale au fioul de Port Est (212 MW) permettant une production d'EDF 100 % renouvelable à la Réunion

## Réseaux

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

## Flexibilité

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

## 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 CCGT 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

## ESG

- ◇ 1<sup>er</sup> investisseur et 1<sup>er</sup> producteur mondial d'électricité décarbonée<sup>1</sup> disponible à la demande et à chaque instant, avec 434 TWh en 2023, soit 93 % de sa production. EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de 37 gCO<sub>2</sub>/kWh, en baisse de 26 % par rapport à 2022
- ◇ Nouvelles ambitions de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> avec l'objectif d'atteindre zéro émission nette de CO<sub>2</sub> à horizon 2050 :
  - une réduction des émissions du scope 1 par rapport à 2017 de 60 % en 2025, 70 % en 2030 et 80 % en 2035,
  - une intensité carbone de 30 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2030 et 22 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2035
- ◇ Selon l'évaluation de Moody's<sup>2</sup>, la trajectoire de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> du Groupe est en ligne avec un scénario de réchauffement de +1,5 °C

## Financement

- ◇ Mise en œuvre du programme de financement 2023 : émissions de ~8 Mds€ d'obligations senior sur divers marchés et de 1,5 Md\$ d'obligations hybrides
- ◇ 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>3</sup>
- ◇ EDF a émis avec succès sa 1<sup>ère</sup> émission obligataire verte dédiée au financement du parc nucléaire existant pour un montant de 1 Md€

## 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

<sup>1</sup> Source : [Enerdata](#), Power Plant Tracker en 2022.

<sup>2</sup> Cf. Rapport d'évaluation "Net Zero Assessment"

<sup>3</sup> 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

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2023.

Les résultats exceptionnels du Groupe s'expliquent par une très bonne performance opérationnelle avec une hausse importante de 41,4 TWh de la production nucléaire en France dans un contexte de prix historiquement élevés. Cela fait suite à une année 2022 marquée par une baisse brutale de la production nucléaire en France relatif au phénomène de la corrosion sous contrainte et les mesures réglementaires exceptionnelles en vue de limiter la hausse des prix pour les consommateurs. Ces résultats permettent une réduction de la dette financière nette.

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	139 715	143 476	(3 761)	-2,6	-2,1
EBE	39 927	(4 986)	44 913	n.a	n.a
Résultat d'exploitation	13 174	(19 363)	32 537	n.a	n.a
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	9 825	(22 916)	32 741	n.a	n.a
Résultat net part du Groupe	10 016	(17 940)	27 956	n.a	n.a
Résultat net courant <sup>(1)</sup>	18 481	(12 662)	31 143	n.a	n.a
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	17 851	(13 268)	31 119	n.a	n.a
Cash-flow Groupe <sup>(2)</sup>	9 288	(24 603)	33 891	n.a	n.a
Endettement financier net <sup>(3)</sup>	54 381	64 500	(10 119)	-15,7	n.a

*n.a : non applicable*

- (1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir section « Résultat net courant »).
- (2) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire (voir section 4)
- (3) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe (voir section 4).

## 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 2023 en base (€/MWh)	96,9	108,0	127,8	97,3
Variation 2023/2022 des moyennes en base	-179,0	-132,1	-180,0	-147,3
Moyenne 2023 en pointe (€/MWh)	109,6	n.d.	138,7	109,3
Variation 2023/2022 des moyennes en pointe	-207,4	n.d.	-205,0	-163,0

n.d. : données non disponibles en euros sur le site de la bourse.

En France, le prix spot de l'électricité a été en baisse significative par rapport à son niveau de 2022 (-65%). Il a évolué entre -134,9 €/MWh et 276,1 €/MWh en 2023. Cette détente globale des prix spot repose sur les éléments d'équilibre offre-demande suivants<sup>2)</sup> :

- La consommation est en baisse de 3,3 % en 2023 par rapport à l'année 2022.
- La production électrique française a augmenté de 11% par rapport à l'année dernière reposant principalement sur une augmentation de la production nucléaire (+15% vs 2022), éolienne (+33% vs 2022) et solaire (+20% vs 2022). Les actifs thermiques plus onéreux ont ainsi été moins sollicités (-35% vs 2022)<sup>3</sup>. La production éolienne a atteint 5,5 GW cette année avec une capacité totale installée fin 2023 de 23 GW<sup>4</sup>. A noter que la production nucléaire a constitué 67% de la production d'électricité du pays.
- La production électrique associée à une consommation contenue a permis à la France d'être nette exportatrice tous les mois de l'année 2023 alors qu'elle ne l'avait été que deux mois en 2022. Le solde exportateur français a augmenté en 2023 grâce à une baisse des imports (-40% vs 2022) et une hausse des exports (+66% vs 2022). Ainsi, la France a affiché un prix spot inférieur en moyenne à ses voisins européens plusieurs mois de l'année (juin, août, septembre, octobre et décembre). Le solde exportateur français en 2023 est de 50,3 TWh principalement en direction de l'Italie, la Suisse et le Royaume-Uni.

L'année 2023 a été marquée par plusieurs épisodes de prix négatifs ou nuls lors de production renouvelable importante. Plus précisément, l'année 2023 a connu 147 heures de prix spot négatif contre 4 en 2022. Ces épisodes ont touché plusieurs pays européens et les minimum EPEX (-500 €/MWh) ont été atteints notamment en Allemagne et aux Pays-Bas. Par ailleurs, les autres pays européens ont également profité de la baisse des prix des commodités, entraînant la baisse des prix spot partout en Europe sur l'année 2023.

#### Prix à terme de l'électricité en Europe <sup>(5)</sup>

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2024 à terme en base sur l'année 2023 (€/MWh)	162,7	125,5	148,2	128,9
Variation 2023/2022 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	-205,9	-140,6	-123,2	-126,1
Prix à terme du contrat annuel 2024 en base au 27 décembre 2023 (€/MWh)	94,9	87,7	114,2	94,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2024 à terme en pointe sur l'année 2023 (€/MWh)	237,7	148,0	167,1	n.a.
Variation 2023/2022 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	-363,0	-202,1	-139,9	n.a.
Prix à terme du contrat annuel 2024 en pointe au 27 décembre 2023 (€/MWh)	109,7	98,1	123,9	n.a.

n.a. : non applicable

<sup>1</sup> France : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT ;

Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex ;

Royaume-Uni : cotation moyenne de la veille sur la bourse Nordpool ;

Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME.

<sup>2</sup> Données issues du site ENSTOE Transparency Platform

<sup>3</sup> Données concernant les actifs gaz, charbon et pétrole

<sup>4</sup> Données issues de RTE

<sup>5</sup> France, Italie Belgique, Royaume-Uni : cotation EEX de l'année suivante

## Les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe ont baissé en moyenne par rapport à l'année dernière, dans tous les pays européens.

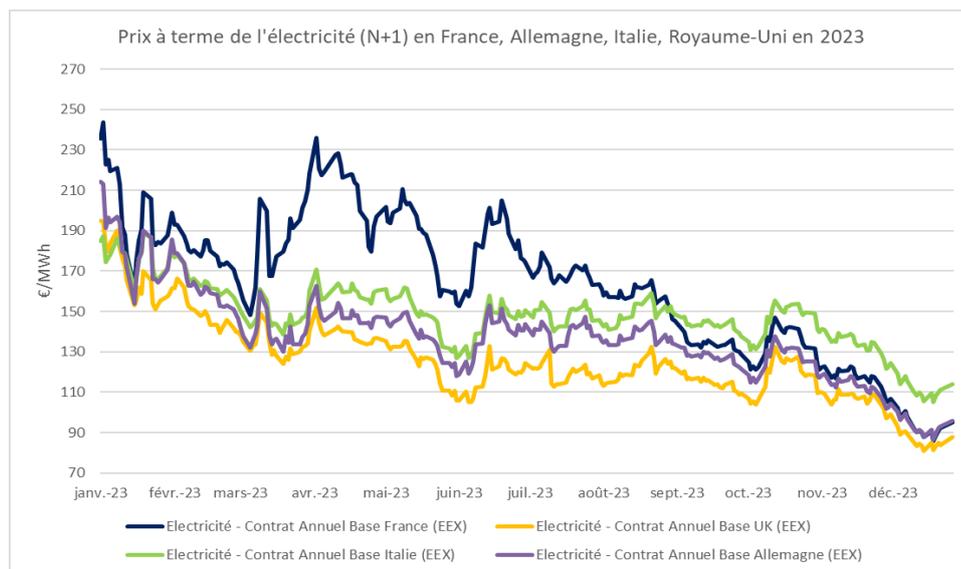
En France, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 162,7€/MWh, en baisse de 56 % par rapport à l'année 2022. Il a évolué entre 86,0 €/MWh et 243,7 €/MWh et clôture l'année à 94,9 €/MWh. A titre de comparaison, le produit calendaire 2023 clôturait fin décembre 2022 à 271,7€/MWh.

Le produit pour livraison en 2024 a principalement suivi le recul des cours du gaz et du charbon ainsi que la baisse pérenne de la demande et le retour progressif de plusieurs tranches nucléaires. Cependant, cette détente des prix de l'électricité à terme par rapport à l'année dernière a été contrastée tout au long de l'année et selon les horizons de livraison. Le premier semestre a été marqué par plusieurs annonces sur le parc nucléaire français qui ont fortement fait réagir les cours, en particulier ceux des produits hivernaux. Le produit pour livraison au premier trimestre 2024 a évolué dans une large bande entre 82,6 €/MWh et 453,0 €/MWh affichant un écart moyen avec le produit estival 2023 de 174,4 €/MWh. Cette envolée des prix s'est résorbée tout au long du deuxième semestre au fur et à mesure que la prime de risque pour l'hiver s'érodait. Le marché a intégré à partir de l'été le réalisé de l'année : augmentation de la production nucléaire tout au long de l'année (+15% vs 2022), niveau historiquement haut des stockages de gaz européens, prix spot inférieur en moyenne aux voisins européens pour plusieurs mois de l'année, records ponctuels d'exportation (+66% en 2023 vs 2022), baisse durable de la demande par rapport aux années de référence 2017-2019 (-9,8% en 2023)<sup>1</sup>.

A cela se sont ajoutés en fin d'année des niveaux d'hydraulicité importants, supérieurs à ceux observés en 2022, et des conditions météorologiques clémentes pour le début de l'hiver (+2,3°C en décembre par rapport aux normales de saison).

Par ailleurs, l'écart avec le prix calendaire allemand, marché européen le plus liquide, a évolué dans une large bande entre -1,1 €/MWh et 77,6 €/MWh. Alors que le prix français était systématiquement au-dessus du prix allemand en 2022, cet écart s'est inversé courant décembre, témoignant d'une confiance accrue dans le système électrique français.

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



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

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N s'est établi en moyenne à 85,5 €/t en 2023 (+ 6%, soit + 4,5 €/t vs 2022).

Il a été marqué par une forte volatilité et des prix relativement hauts au premier semestre, s'échangeant dans une bande comprise entre 77,4 €/t et 100,3 €/t (record historique atteint le 27 février) avant de s'effondrer au deuxième semestre pour clôturer à 69,1 €/t fin décembre soit 15 €/t en dessous du produit 2022 en fin d'année 2022.

La forte volatilité du marché du certificat a eu lieu, à plusieurs reprises, de façon décorrélée des tendances des prix des commodités, reflétant sa nature parfois spéculative.

Au premier semestre, les prix se sont maintenus à des niveaux hauts en partie du fait de l'action de la MSR (*Market Stability Reserve*) qui apporte un cadre législatif et une vision long terme pour les volumes des certificats échangés. Le Parlement européen a en effet annoncé, courant mars, le maintien à hauteur de 24 % du rythme de retrait du surplus de certificats de 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 certificats à mettre aux enchères. De la même façon, le marché a réagi à la hausse après l'annonce courant mai par la Commission Européenne du report à 2024 de la mise aux enchères de certains certificats du Fonds d'Innovation du projet RePowerEU.

Au deuxième semestre, les prix du CO<sub>2</sub> ont évolué sous l'influence des prix des commodités et leur tendance baissière sur la période. Cette dernière s'explique en partie par la diminution de demande en électricité et en gaz des grands industriels fortement émetteurs, limitant ainsi la demande en certificats

<sup>1</sup> Données issues de ENTSOE Transparency Platform, consommation non corrigées des aléas climatiques

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



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

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bb)	Gaz naturel (€/MWh)
Moyenne 2023	126,3	82,2	50,6
Variation 2023/2022 des moyennes annuelles	-95,3	-16,9	-56,7
Plus haut sur l'année 2023	178,0	96,6	69,5
Plus bas sur l'année 2023	92,1	71,8	32,6
Prix au 29 décembre 2023	97,6	77,0	35,0 (le 27/12)
Prix au 29 décembre 2022	185,5	85,9	77,3 (le 28/12)

Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 50,6 €/MWh, en net recul par rapport à 2022 (- 53 % ou - 56,7 €/MWh vs 2022). Il a clôturé à 35,0 €/MWh, en baisse de 42,3 €/MWh par rapport à son niveau fin 2022.

La détente observée sur les marchés gaziers s'explique tout d'abord par le remplissage progressif des stocks puis leur maintien à des niveaux historiquement hauts au deuxième semestre. Les stockages européens ont presque atteint leurs capacités maximales au début de l'hiver (99,6% en Europe et 100% en France début novembre). Ces niveaux de stocks sont restés élevés grâce à des livraisons robustes notamment en provenance de Norvège et à un soutirage limité grâce à des températures clémentes et une demande industrielle réduite. Les acteurs de marchés ont également été rassurés par des arrivées de GNL importantes témoignant de la diversification des imports de gaz, en réponse aux décisions prises contre la Russie.

En 2023, la France a bénéficié de 4 terminaux gaziers accueillant principalement des cargos en provenance des USA, du Qatar, d'Algérie et du Nigéria. Malgré les mouvements de grèves des terminaux gaziers français courant mars, les cargos ont pu décharger dans d'autres ports européens reflétant également la flexibilité du réseau européen. Ces derniers ont notamment pu bénéficier de sept terminaux d'importation de GNL basés sur des FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*), mis en service depuis 2022. Enfin, la compétition avec l'Asie faisant craindre un risque d'approvisionnement s'est révélée moindre qu'attendue pour l'Europe et n'a pas engendré de hausse marquée des cours.

Bien qu'inférieur aux niveaux observés l'année dernière, le cours du gaz est resté volatil en 2023 témoignant d'une certaine nervosité à l'égard de l'approvisionnement européen. Un écart entre les produits estivaux et hivernaux a persisté tout au long de l'année en lien avec les incertitudes autour des niveaux de températures et de production éolienne. Au deuxième semestre, les cours ont également subi les tensions géopolitiques pouvant affecter l'offre mondiale. Les mouvements de grève débutés en septembre dans les entreprises australiennes de Chevron et Woodside responsable de 10% de l'approvisionnement mondial en GNL ont fait rebondir les cours. Enfin, la fin d'année a été marquée par la crise au Proche-Orient initiée par l'attaque du Hamas sur Israël le 7 octobre et faisant craindre un embrasement régional du conflit, notamment via un blocage des principales voies maritimes de l'industrie gazière mondiale.

Le prix du **charbon** pour livraison en année N+1 aux ports européens ARA (Amsterdam, Rotterdam et Antwerp) s'est établi en moyenne à 126,3 \$/t, en net recul par rapport à 2022 (- 43% ou -95,3 \$/t vs 2022). Il clôturé à 97,6 \$/t, en baisse de 87,8 \$/t par rapport à son niveau fin 2022.

En large baisse tout au long du premier semestre, le prix du produit calendaire 2024 a atteint, fin mai, son niveau le plus bas depuis janvier 2022 avant le conflit Russo-Ukrainien, à 92,1 \$/t. La tendance baissière observée a été portée par une moindre sollicitation des actifs charbon grâce à des températures clémentes, un approvisionnement robuste permettant aux stocks de se maintenir hauts dans les ports européens. Le charbon a évolué dans le sillage des prix du gaz, en compétition avec ce dernier pour la production d'électricité. Les craintes sur l'approvisionnement en gaz se sont atténuées tout au long du premier semestre entraînant avec eux la détente du marché

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

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

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

**Gaz naturel** : cotation moyenne Powernext (PEG Nord - en €/MWh).

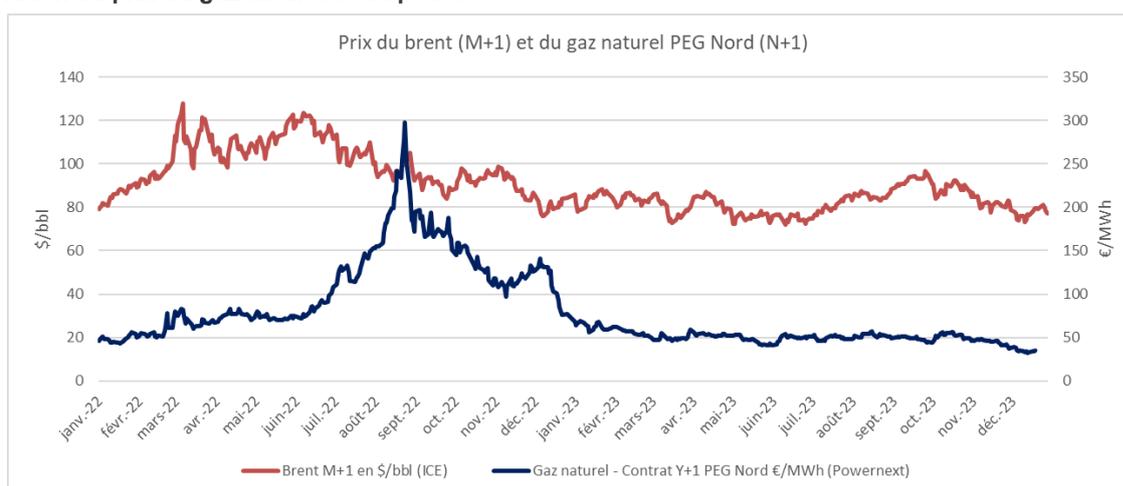
du charbon. Par ailleurs, les stocks sont restés hauts dans les trois ports principaux européens ARA tout au long de l'année 2023 (+0,8 mt en moyenne vs 2022). Au dernier trimestre, une production éolienne robuste a contribué à limiter l'utilisation des moyens charbon pesant à la baisse sur les cours.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 82,2 \$/bbl en 2023 (- 17 % ou – 16,9 \$/bbl vs 2022). Le cours du Brent a été volatile en 2023, sans tendance claire et a réagi à plusieurs annonces, à la hausse comme à la baisse.

Le cours du Brent a évolué au premier semestre dans une large bande entre 71 \$/bbl et 88 \$/bbl. La levée des restrictions liées au Covid en Chine a fait bondir les cours en lien avec la reprise des déplacements. 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. Le prix du pétrole indexé sur le dollar est en effet très sensible aux conditions macro-économiques mondiales et ces événements touchant le système bancaire ont fait planer un risque de récession, une baisse de la demande et donc une baisse des prix. En réaction et à plusieurs reprises au cours de l'année, les membres de l'OPEP+ ont annoncé réduire leur production.

Au deuxième semestre, le cours a suivi une tendance haussière atteignant fin septembre son plus haut niveau depuis novembre 2022, à 96,6 \$/bbl, stimulé par des craintes sur la production mondiale avant de repartir à la baisse en fin d'année. Plusieurs événements successifs ont contribué à cette hausse : l'attaque de drones ukrainiens sur la base navale russe de Novorossisk en mer Noire au mois d'août suivie de l'annonce, début septembre, par l'Arabie Saoudite et la Russie d'une reconduction de la réduction de leur production, respectivement à hauteur de 1 mbpj et 0,3 mbpj (millions de barils par jour) jusqu'à fin décembre et enfin l'annonce fin septembre par la Russie de la suspension des exportations de gazole et d'essence (resp. 16% et 3% des échanges mondiaux par voie maritime). Le recul du cours observé à partir du mois d'octobre s'inscrit dans un contexte incertain quant aux perspectives économiques mondiales et en particulier l'évolution des taux directeurs de la FED. Les stocks américains de pétrole brut ont augmenté en fin d'année tandis que les prévisions de croissance chinoise restaient modérées, pesant sur la demande.

### Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole



## 2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

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

La baisse de la **consommation d'électricité** de 16,3 TWh (-3,6%) en France s'explique par la sobriété des consommateurs, le niveau élevé des prix de détail et un effet climatique.

La **consommation en gaz** sur l'année 2023 a baissé de 11,8 % par rapport à 2022. Cette baisse concerne l'ensemble des secteurs, à la fois industriels et de distribution publique. Elle résulte de conditions climatiques plus clémentes en 2023, des efforts de sobriété de la part des consommateurs.

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

En 2023, la **consommation d'électricité** et **gaz** a baissé<sup>1</sup> respectivement de -2,1 % et de -6,3 % par rapport à 2022.

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

<sup>1</sup> Estimations EDF Energy

En 2023, la **consommation d'électricité** en Italie<sup>1</sup> s'est établie à 308,4 TWh, en réduction de 2,7 % par rapport à 2022..

La **demande de gaz naturel** en Italie connaît une diminution importante (- 8,6%) par rapport à 2022 et s'est établie à 63,1 bcm. Tous les segments sont concernés : -4,2% pour la consommation industrielle, - 7,4% pour la consommation résidentielle et -16,1% pour la consommation des centrales électrogènes.

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

En **France**, les tarifs réglementés de vente d'électricité ont augmenté le 1er février 2022 + 4 % TTC en moyenne, pour l'ensemble des consommateurs, résidentiels ou professionnels. Cette augmentation résulte de la mise en place d'un « bouclier tarifaire » décidé par le gouvernement et destiné à protéger les consommateurs face à la hausse exceptionnelle des prix de l'énergie. Les tarifs réglementés de vente d'électricité HT ont été gelés jusqu'à la fin de l'année 2022 dans le cadre du « bouclier tarifaire ». Ainsi, le 1er août 2022, l'augmentation proposée par la Commission de Régulation de l'Energie de 4,10 % HT pour les clients résidentiels (et 3,73 % pour les clients professionnels) n'a pas été appliquée.

En ce qui concerne l'année 2023, l'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) et le 1er août de 10%.

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1er janvier 2019 (SVT Standard Variable Tariff). Suite à la forte augmentation des coûts d'approvisionnement liée à la hausse des prix de l'énergie survenue à partir de septembre 2021, l'Ofgem a décidé en 2022 que le niveau du plafond, initialement mis à jour tous les 6 mois, serait à partir de janvier 2023 mis à jour tous les 3 mois afin de mieux refléter les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs.

Suivant la baisse des prix de marché depuis le début de l'année, le niveau du plafond a été réduit de 23% au 1er avril 2023 après avoir été augmenté de 21% le 1er janvier. La baisse s'est poursuivie en juillet et en octobre avec des baisses respectives de 37% et 7%, le plafond passant alors à 1 834 £/an au dernier trimestre pour un client résidentiel électricité et gaz (avec une consommation type).

Par ailleurs, face au niveau particulièrement élevé du plafond SVT (celui-ci était de 4 279 £/an au 1er janvier 2023), le gouvernement britannique a instauré un dispositif de plafonnement des factures d'électricité et de gaz à la charge des clients résidentiels (*Energy Price Guarantee*). Dans ce dispositif, la différence avec le niveau du tarif SVT est directement prise en charge par le gouvernement. La part maximale restant à la charge d'un client résidentiel type a ainsi été fixée à 2 500 £/an entre le 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 n'a pas été activé depuis le 1er juillet 2023 (celui-ci reste néanmoins techniquement activable jusqu'au 31 mars 2024 en cas de nouvelle hausse des prix conduisant à un dépassement par le plafond SVT de la limite de 3000 £/an).

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

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

En **Italie**, le prix moyen 2023 du tarif d'électricité PUN TWA (Single National Time Weighted Average) s'est établi à un niveau de 127,2 €/MWh, en baisse de 58,2% par rapport au 2022 (304,0 €/MWh). Cette réduction s'explique par une normalisation de la crise énergétique qui avait caractérisée l'année précédente. Pendant les six premiers mois, le PUN s'est établi à un niveau sensiblement plus bas qu'en 2022, pour rester stable dans la deuxième partie de l'année. Le prix du gaz spot s'est réduit de 65,3 % par rapport à 2022 pour s'établir à 44,8 c€/smc<sup>3</sup> en raison de la sécurisation de l'approvisionnement du gaz à niveau européen.

## 2.4 Conditions climatiques : températures et hydraulité en France

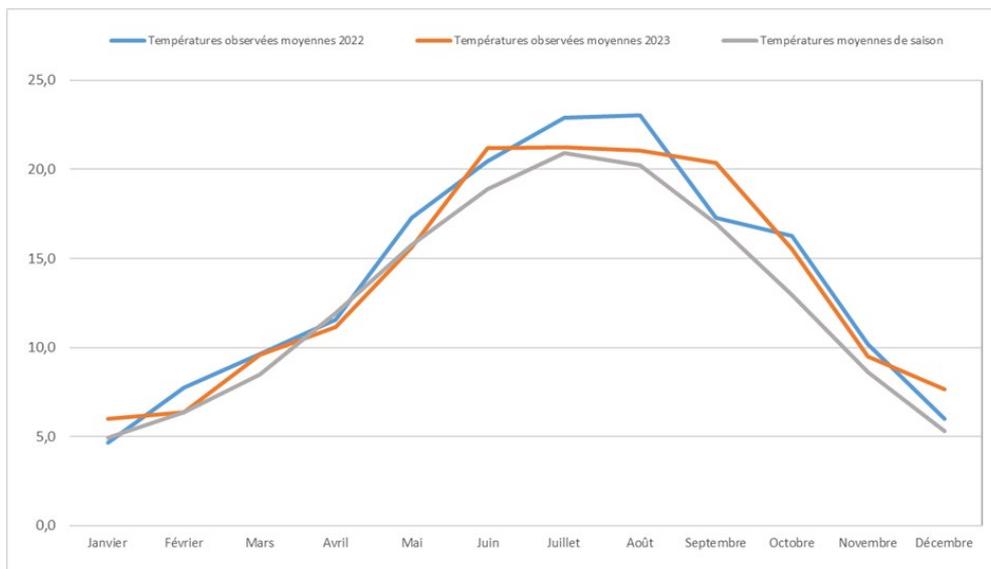
### Températures en France

2023 et 2022 ont été les années les plus chaudes depuis 1980, au-delà de la normale estimée à seulement 12,6°C. Comme en 2022, les températures moyennes printemps/été/automne/hiver se sont écartées d'au plus 0,7°C et la température moyenne a été de 13,8°C en 2023 vs 14°C en 2022.

<sup>1</sup> Données Italie : données brutes communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

<sup>3</sup> 1 c€/smc<sup>3</sup> = 1 €/MWh

## Températures <sup>(1) (2)</sup> mensuelles moyennes en France



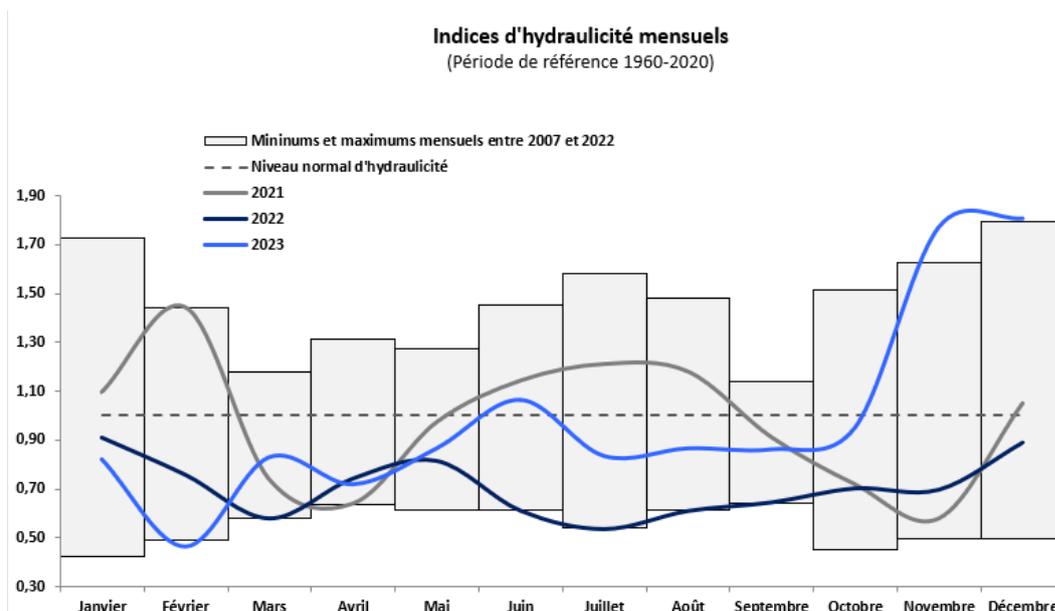
- (1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.  
 (2) Données Météo France.

## Hydraulicité d'EDF en France

L'année 2023 a été marquée par une hydraulicité très contrastée : après avoir été déficitaire pendant les 10 premiers mois (à l'exception de juin), elle a été largement excédentaire pendant les derniers mois avec des précipitations soutenues. Ces dernières ont été à l'origine de fortes crues sur une grande partie des bassins. La productibilité observée cumulée sur novembre et décembre a établi un record depuis 1986 avec une valeur de 10,2 TWh.

Sur l'ensemble de l'année, les déficits ont été globalement compensés par les forts excédents des 2 derniers mois, entraînant une hydraulicité annuelle moyenne proche de la normale (coefficient annuel : 0,98).

## Hydraulicité d'EDF en France \*



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

### 3 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2023

Le chiffre d'affaires et l'EBE sont analysés par segment (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>139 715</b>	<b>143 476</b>
Achats de combustible et d'énergie	(80 989)	(121 010)
Autres consommations externes <sup>(1)</sup>	(10 493)	(9 420)
Charges de personnel	(15 470)	(15 236)
Impôts et taxes	(4 064)	(3 163)
Autres produits et charges opérationnels	11 228	367
<b>EBE</b>	<b>39 927</b>	<b>(4 986)</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	363	(849)
Dotations aux amortissements	(11 161)	(11 079)
(Pertes de valeur)/reprises	(13 011)	(1 762)
Autres produits et charges d'exploitation	(2 944)	(687)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>13 174</b>	<b>(19 363)</b>
Coût de l'endettement financier brut	(3 830)	(1 730)
Effet de l'actualisation	(3 988)	174
Autres produits et charges financiers	4 469	(1 997)
<b>Résultat financier</b>	<b>(3 349)</b>	<b>(3 553)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>9 825</b>	<b>(22 916)</b>
Impôts sur les résultats	(2 470)	3 926
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	257	759
Résultat net des activités en cours de cession	-	6
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>	<b>7 612</b>	<b>(18 225)</b>
<b>Dont Résultat net – part du Groupe</b>	<b>10 016</b>	<b>(17 940)</b>
<i>Résultat net des activités poursuivies</i>	<b>10 016</b>	<b>(17 946)</b>
<i>Résultat net des activités en cours de cession</i>	0	6
<b>Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>(2 404)</b>	<b>(285)</b>
<i>Activités poursuivies</i>	(2 404)	(285)
<i>Activités en cours de cession</i>	-	-

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

### 3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 139 715 millions d'euros en 2023, en baisse de 3 761 millions d'euros (- 2,6 %) par rapport à 2022. Hors effets de change (- 435 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 243 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique (-2,1 %).

#### Évolution du chiffre d'affaires par segment

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

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation <sup>(1)</sup>	64 244	48 686	15 558	32,0	31,9
France – Activités régulées <sup>(2)</sup>	19 413	18 082	1 331	7,4	7,4
EDF Renouvelables	2 031	2 158	(127)	-5,9	2,6
Dalkia	6 395	6 663	(268)	-4,0	-3,6
Framatome	4 066	4 122	(56)	-1,4	-2,0
Royaume-Uni	21 132	16 098	5 034	31,3	33,3
Italie	17 787	29 302	(11 515)	-39,3	-39,5
Autre international	5 583	5 659	(76)	-1,3	-1,7
Autres métiers	7 677	19 724	(12 047)	-61,1	-59,7
Éliminations inter-segments	(8 613)	(7 018)	(1 595)	22,7	22,7
<b>Chiffre d'affaires du Groupe</b>	<b>139 715</b>	<b>143 476</b>	<b>(3 761)</b>	<b>-2,6</b>	<b>-2,1</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).

#### France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 64 244 millions d'euros, en hausse organique de 15 558 millions d'euros (+31,9 %).

Sur le marché Aval, la forte hausse des prix de marché de l'électricité entraîne une hausse de +15 815 millions d'euros du montant facturé aux clients finaux. Par ailleurs, l'Etat compense le manque à gagner d'EDF induit par les mécanismes de bouclier tarifaire et amortisseurs pour un montant de 13 899 millions d'euros en 2023, qui figurent pour leur part, en Autres Produits et Charges Opérationnels (impact en EBE).

Le climat plus doux en 2023 a un impact négatif de 237 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires lié aux ventes ARENH aux fournisseurs alternatifs est en baisse de 879 millions d'euros du fait de la mise à disposition de volumes additionnels en 2022 sans équivalent en 2023 (effet positif en EBE).

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de 867 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché *spot* et *forward* (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des produits et charges liés aux obligations d'achat).

Les ventes de capacité aux enchères ont un impact négatif de 348 millions d'euros.

Les ventes de gaz ont un impact positif de 1 066 millions d'euros, porté presque à parité par la hausse des prix et celle des volumes.

Enfin, les filiales des activités d'agrégation voient leur chiffre d'affaires baisser de 2 029 millions d'euros (impact faiblement positif sur l'EBE).

#### Bilan électrique

**En France, la hausse de 41,4 TWh de la production nucléaire à 320,4 TWh**, dans le haut de l'estimation annoncée pour l'année, reflète la très bonne performance opérationnelle. Ce redressement s'explique par la maîtrise des chantiers de réparation de la corrosion sous contrainte et des arrêts de tranche grâce à l'efficacité et la réactivité des équipes conduisant à une meilleure disponibilité du parc.

**La hausse de 6,3 TWh de la production hydraulique en France**<sup>1</sup> à 38,7 TWh s'explique par des taux de disponibilité élevés et de meilleures conditions hydrauliques (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et hydraulité en France »).

En conséquence de la meilleure production nucléaire et hydraulique ainsi que de la baisse des *spreads*, les centrales thermiques ont été sollicitées à hauteur de 6,7 TWh, soit 4,5 TWh de moins qu'en 2022.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont stables. L'impact du climat est estimé à -0,8 TWh. La baisse des consommations unitaires observée depuis fin 2022 est estimée à - 9,3 TWh, et est plus que compensée par les gains de part de marché pour +9,9 TWh.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 29,3 TWh alors qu'il était acheteur net en 2022 à hauteur de 13,8 TWh.

## France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 19 413 millions d'euros, en hausse organique de 1 331 millions d'euros, (+ 7,4 %) par rapport à 2022.

Les chiffres d'affaires d'Électricité de Strasbourg et de SEI-PEI sont en hausse de +774 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du marché du gaz et la hausse Hors Taxes des TRV.

La hausse du chiffre d'affaires d'Enedis<sup>2</sup> de 562 millions d'euros est liée essentiellement à un effet prix favorable (+ 568 millions d'euros) du fait notamment de l'évolution de l'indexation du TURPE 6.

## EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires **d'EDF Renouvelables** s'élève à 2 031 millions d'euros, en hausse organique de 57 millions d'euros (+2,6 %) par rapport à 2022 portée par la production des parcs en exploitation et les activités de maintenance pour compte de tiers. Les volumes produits contribuant au chiffre d'affaires s'élèvent à 22,8 TWh à fin 2023, en hausse de 10,9 % par rapport à 2022. L'impact positif des mises en services réalisées en 2022 et 2023 est atténué par des conditions de vent défavorables en Amérique du Nord et au Royaume-Uni, et la baisse des prix n'affectant que les parcs exposés au marché.

## Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 6 395 millions d'euros, en baisse organique de 237 millions d'euros (- 3,6 %) par rapport à 2022.

Cette évolution est principalement liée à la baisse de plus de 50% du prix du gaz en 2023. Le chiffre d'affaires bénéficie cependant du dynamisme commercial de toutes les activités en France.

## Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 4 066 millions d'euros en 2023, en recul de 2% par rapport à l'année 2022, au niveau de sa croissance organique.

Cette baisse s'explique par un niveau d'activités moindre aux États Unis où les ventes sont impactées négativement par des difficultés sur un contrat de Contrôle Commande et à un recul ponctuel des ventes de combustibles.

## Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 21 132 millions d'euros, en hausse organique de 5 353 millions d'euros par rapport à 2022.

Cette évolution s'explique principalement par l'impact de la hausse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente électricité et gaz aux clients depuis un an.

## Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 17 787 millions d'euros, en baisse organique de 11 585 millions d'euros (-39,5 %) par rapport à 2022, dans un contexte général de baisse des prix de marchés et des consommations sur l'ensemble des segments.

## Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 5 583 millions d'euros, en baisse organique de 99 millions d'euros par rapport à 2022 (- 1,7%).

**En Belgique**<sup>3</sup>, le chiffre d'affaires est en baisse organique de 65 millions d'euros (-1,4 %) par rapport à 2022. Cette évolution résulte de la baisse de la consommation d'électricité et de gaz.

**Au Brésil**, le chiffre d'affaires est en baisse de 26 millions d'euros en organique (-3,8 %), du fait des moindres opportunités de services system.

<sup>1</sup> Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 33,0 TWh en 2023 (25,0 TWh en 2022).

<sup>2</sup> Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

<sup>3</sup> La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium

**Au Vietnam**, le chiffre d'affaires est en baisse de 12 millions d'euros en organique (-4,1 %) en lien avec une baisse du prix du gaz (en *pass through* donc sans impact en EBE)

## Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 7 677 millions d'euros, en baisse organique de 11 776 millions d'euros par rapport à 2022.

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 3 784 millions d'euros, en baisse de 8 626 millions d'euros par rapport à 2022. Cette évolution s'explique essentiellement par une baisse des prix de marché de gros du gaz après une année 2022 exceptionnelle.
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 3 666 millions d'euros, en baisse de 3 372 millions d'euros par rapport à 2022 dans un contexte de normalisation des conditions de marchés. Ce résultat est supérieur aux performances des années 2021 et précédentes, traduisant la robustesse et la diversification des activités d'EDF Trading.

## 3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Le redressement progressif de la production nucléaire en France, un contexte de prix élevés en Europe, (entraînant notamment un niveau historiquement élevé du prix de l'écrêtement de l'ARENH) et l'absence de mesures réglementaires comme celles de 2022 en France expliquent principalement la progression exceptionnelle de l'EBE de près de 45 milliards d'euros pour atteindre 39,9 milliards d'euros. Les performances opérationnelles des autres activités contribuent également à cette amélioration. Le Royaume-Uni réalise une bonne performance, notamment dans l'activité commercialisation. En Italie, la performance de la plupart des activités contribue à la progression de l'EBE. En outre, Dalkia réalise une performance commerciale très satisfaisante.

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>139 715</b>	<b>143 476</b>	<b>(3 761)</b>	<b>-2,6</b>	<b>-2,1</b>
Achats de combustible et d'énergie	(80 989)	(121 010)	40 021	-33,1	-32,9
Autres consommations externes	(10 493)	(9 420)	(1 073)	11,4	13,4
Charges de personnel	(15 470)	(15 236)	(234)	1,5	2,0
Impôts et taxes	(4 064)	(3 163)	(901)	28,5	28,5
Autres produits et charges opérationnels	11 228	367	10 861	n.a	n.a
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)</b>	<b>39 927</b>	<b>(4 986)</b>	<b>44 913</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 80 989 millions d'euros en 2023, en baisse organique de 39 772 millions d'euros (- 32,9 %) par rapport à 2022.
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de 24 166 millions d'euros en raison de la forte baisse des volumes des achats d'énergie du fait de l'amélioration de la production nucléaire et hydraulique et de la fin des achats pour fournir les volumes supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs.
  - Sur le segment **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse organique de 3 853 millions d'euros, la hausse est portée par la hausse des prix des achats d'énergie pour les pertes, achetées à terme.
  - En **Italie**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de 12 501 millions d'euros en raison notamment de la baisse des volumes des achats de gaz.
  - Au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 1 712 millions d'euros (+13,4%) est principalement liée à l'impact de la hausse des prix de marché, notamment sur le premier semestre.
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 10 493 millions d'euros, en hausse organique de 1 266 millions d'euros (+ 13,4 %) par rapport à 2022.
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes sont en hausse organique de 153 millions d'euros (+ 5,6 %). Cette augmentation reflète notamment les achats liés au développement des activités de service, le développement des outils informatiques, et la hausse des besoins en termes de gestion de clientèle
  - Sur le segment **France - Activités régulées**, la hausse organique de 167 millions d'euros (+ 10,9 %) reflète la hausse des développements informatiques, la hausse de la maintenance des réseaux dont l'impact exceptionnel de la tempête de novembre et la croissance des raccordements

- **Dalkia** enregistre une hausse organique de 187 millions d'euros (+ 9,2 %) conséquence du développement commercial soutenu en France.
- **Les charges de personnel du Groupe** s'établissent à 15 470 millions d'euros, en hausse organique de 306 millions d'euros (+ 2,0 %) sur l'ensemble des segments en lien avec les mesures salariales dans un contexte d'inflation et avec la hausse des effectifs, compensées partiellement par l'effet favorable de l'actualisation des engagements retraite sur les segments France.
- **Les impôts et taxes** s'élèvent à 4 064 millions d'euros en 2023, en hausse organique de 903 millions d'euros (+ 28,5 %) par rapport à 2022.
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse organique de 389 millions d'euros (+22,9 %) est principalement due aux impôts liés à la hausse de la valeur ajoutée, cette dernière étant à nouveau positive en 2023.
  - Au **Royaume-Uni**, les impôts et taxes sont en hausse organique de 405 M€ (+332%) en lien principalement avec la mise en place de l'Electricity Generation Levy sur les revenus de la production nucléaire.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 11 228 millions d'euros en 2023, en hausse organique de 10 832 millions d'euros par rapport à 2022.
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse organique du produit net de 11 093 millions d'euros est notamment liée à une augmentation de la compensation CSPE, essentiellement liée au dispositif de bouclier tarifaire sur 2023.
  - Sur le segment **France - Activités régulées**, la baisse organique de 263 millions d'euros (- 15,6 %) s'explique essentiellement aux pénalités à verser aux clients pour coupures au titre des tempêtes de fin d'année en France, ainsi qu'à l'augmentation des sorties d'immobilisations.
  - Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels sont en dégradation organique de 388 millions d'euros du fait notamment de la hausse des provisions pour créances douteuses en lien avec la hausse des prix et le moratoire Ofgem sur l'installation de compteurs à prépaiement.

## Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	24 677	(23 144)	47 821	n.a	n.a
France - Activités régulées	3 707	6 723	(3 016)	-44,9	-44,9
EDF Renouvelables	932	909	23	2,5	2,8
Dalkia	407	333	74	22,2	22,8
Framatome	255	328	(73)	-22,3	-25,3
Royaume-Uni	3 967	1 325	2 642	199,4	201,4
Italie	1 855	1 115	740	66,4	65,3
Autre international	872	336	536	159,5	158,3
Autres métiers	3 255	7 089	(3 834)	-54,1	-52,2
<b>EBE GROUPE</b>	<b>39 927</b>	<b>(4 986)</b>	<b>44 913</b>	<b>n.a</b>	<b>n.a</b>

n.a. : non applicable

### France - Activités de production et commercialisation

La très forte hausse de l'EBE s'explique par le redressement progressif de la production nucléaire pour un effet favorable de 5,7 milliards d'euros.

En 2022, les mesures réglementaires exceptionnelles adoptées en France par le gouvernement, afin de limiter la hausse des prix de vente aux consommateurs, avaient pénalisé l'EBE pour un montant estimé à 8,2 milliards d'euros.

La baisse de la production nucléaire en 2022 avait conduit à des achats de volumes importants à des prix de marché très élevés, avec des effets nettement réduits en 2023 : cela représente un effet positif de 7,3 milliards d'euros.

De plus, la hausse des prix a un impact de 12,1 milliards d'euros pour les consommateurs finals et de 12,5 milliards d'euros pris en charge par le bouclier tarifaire. Elle s'explique notamment par un prix de marché moyen à terme pour 2023 des 2 années précédentes de 218 €/MWh versus 71 €/MWh pour 2022 et un prix de l'écrêtement ARENH de 410€/MWh pour 2023 versus 257€/MWh pour 2022.

## France - Activités régulées<sup>1</sup>

La baisse de l'EBE s'explique principalement par un effet prix négatif estimé à 1,3 milliard d'euros, en raison d'achats des pertes réseaux effectués à des prix de marché très élevés (ce surcoût sera compensé dans les hausses de tarif futures). En revanche, l'évolution du TURPE a un effet favorable estimé à 0,7 milliard d'euros<sup>(2)</sup>.

De plus, une rétrocession a été accordée en 2022 par RTE au titre des recettes d'interconnexion pour un montant de 1,7 milliard d'euros<sup>(3)</sup> sans équivalent en 2023.

La baisse des volumes acheminés hors effet climat de 8,2 TWh, a un impact négatif limité en EBE pour un montant estimé à 0,1 milliard d'euros.

## EDF Renouvelables

L'EBE production progresse grâce à la hausse des volumes produits de 10,9 % grâce aux mises en service de parcs réalisées en 2022 et 2023 et malgré des conditions de vents moins favorables, notamment au Royaume-Uni et aux Etats Unis. Par ailleurs, la baisse des prix impacte les seuls parcs exposés aux prix de marché.

## Dalkia

L'augmentation de l'EBE s'explique par la performance des activités commerciales notamment en France dans les services d'efficacité énergétique et les activités de décarbonation. De plus, les installations de cogénération ont fonctionné pendant tout le 1<sup>er</sup> trimestre 2023 (en 2022, Dalkia avait été impacté par leur arrêt anticipé du fait du raccourcissement de l'hiver tarifaire).

## Framatome

L'EBE contributif Groupe recule essentiellement en Amérique du Nord (difficultés financières dans l'exécution d'un contrat de rénovation d'un contrôle commande de sûreté et moindre production temporaire de l'usine d'assemblage de combustible nucléaire).

Les prises de commandes s'établissent à environ 4,8 milliards d'euros à fin 2023, en hausse versus fin 2022 notamment grâce aux activités de Base Installée en Amérique du Nord.

*Framatome a finalisé fin 2023 avec Naval Group, l'acquisition de Jeumont Electric. Cette transaction permet à Framatome de consolider ses activités dans le secteur de l'énergie nucléaire en intégrant un fournisseur spécialisé dans la fabrication et la maintenance des moteurs et d'équipements pour le secteur de l'énergie.*

## Royaume-Uni

La hausse de l'EBE s'explique en particulier par la performance des ventes dans les segments des moyennes et grandes entreprises qui a permis de renforcer les marges et les parts de marché. Les allocations prévues dans le calcul du plafonnement des tarifs résidentiels, qui permettent aux fournisseurs de recouvrer une partie des coûts supportés au plus fort de la crise de l'énergie, ont entraîné un rétablissement des marges sur le marché résidentiel.

La performance opérationnelle a été solide pour l'activité de production, l'effet lié à des prix nucléaires réalisés plus élevés ayant été partiellement compensé par ceux d'une production nucléaire de 37,3 TWh en baisse de 6,3 TWh à la suite de la fermeture d'Hinkley Point B en août 2022 (-4,1 TWh) et d'un programme de maintenance plus chargé qu'en 2022.

## Italie

La hausse de l'EBE s'explique, dans les activités de production d'électricité, par une meilleure production renouvelable et en particulier une hausse de la production hydraulique grâce à de meilleures conditions d'hydraulicité. Néanmoins, l'effet prix défavorable du thermique limite cette tendance.

Dans les activités de commercialisation, les marges ont été redressées dans tous les segments de clients.

Enfin, les activités gaz bénéficient d'une bonne optimisation du portefeuille de contrats d'approvisionnement malgré le fort impact négatif lié à des livraisons de GNL en provenance des Etats Unis qui n'ont pas été honorées.

*Les capacités éoliennes et solaires s'établissent à 650 MW nets<sup>4</sup> à fin 2023.*

<sup>1</sup> Activités régulées comprenant Enedis, ES et les activités insulaires.

<sup>2</sup> Indexation du TURPE 6 distribution de +2,26 % au 1<sup>er</sup> août 2022 et +6,51 % au 1<sup>er</sup> août 2023.

<sup>3</sup> Selon la délibération 2022-296 du 17 novembre 2022 publiée par la Commission de Régulation de l'Energie : La forte hausse des prix de gros ayant entraîné une hausse des recettes d'interconnexion pour RTE, la CRE a décidé que cet excédent devait être restitué de manière anticipée aux utilisateurs du réseau de transport d'électricité.

<sup>4</sup> Aux bornes d'Edison

## Autre international

En Belgique<sup>1</sup>, la progression de l'EBE s'explique par une meilleure production nucléaire (+6 %) après une année 2022 marquée par des achats d'énergie à prix élevés conjugués à l'arrêt de la centrale de Chooz. La production hydraulique est également en progression (+54 %), ainsi que la production éolienne (+29 %) dans un contexte de prix élevés.

Les capacités éoliennes s'élèvent à 633 MW nets<sup>2</sup> à fin 2023.

Au Brésil, l'EBE est en légère baisse du fait du recul des services système et d'un effet prix spot défavorable, malgré la revalorisation du prix de 5 % du Power Purchase Agreement attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2022.

## Autres métiers

La baisse des prix et la moindre activité du terminal de Dunkerque, après une année 2022 exceptionnelle dans un contexte de prix de marché de gros très élevés, expliquent le net recul de l'EBITDA des **activités gazières**.

Dans un contexte de baisse des risques de marché et de contrepartie, **EDF Trading** réalise d'excellentes performances nettement supérieures à celles de 2021, avant la crise énergétique. Ces performances, en baisse toutefois par rapport à 2022 du fait du recul des prix et de la volatilité sur les marchés de gros en 2023, s'expliquent notamment par une bonne diversification.

## 3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 13 174 millions d'euros en 2023, en hausse de 32 537 millions d'euros et en hausse organique de 32 584 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>39 927</b>	<b>(4 986)</b>	<b>44 913</b>	<b>n.a</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	363	(849)	1 212	n.a
Dotations aux amortissements *	(11 161)	(11 079)	(82)	0,7
(Pertes de valeur) / reprises	(13 011)	(1 762)	(11 249)	n.a
Autres produits et charges d'exploitation	(2 944)	(687)	(2 257)	n.a
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>13 174</b>	<b>(19 363)</b>	<b>32 537</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* augmentent fortement, à hauteur de 1 212 millions d'euros dans un contexte de recul des prix et de volatilité des marchés de commodities.

### Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2023 s'élèvent à 13 011 millions d'euros et portent principalement sur :

- le goodwill au Royaume-Uni pour 1 773 millions d'euros et
- les actifs en cours de construction du projet Hinkley Point C (HPC) pour 11 151 millions d'euros, en lien avec la mise à jour du calendrier et des coûts du projet<sup>3</sup>, ainsi que des hypothèses de taux d'actualisation, d'inflation et de change. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash flows actualisés.

Les principes et les résultats des tests de perte de valeur sont présentés en note 10.8 « Pertes de valeur / reprises » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

<sup>1</sup> Luminus et EDF Belgium.

<sup>2</sup> Aux bornes de Luminus.

<sup>3</sup> Voir communiqué de presse du Groupe du 23 janvier 2024

## Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation correspondent à une charge nette de 2 944 millions d'euros en 2023. L'augmentation de 2 257 millions d'euros par rapport à 2022 est principalement due à la provision ATR 24-26 sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, aux coûts exceptionnels en lien avec la réforme des retraites et à des plus-values de cession en 2022, sans équivalent en 2023.

## 3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(3 830)	(1 730)	(2 100)	121,4
Effet de l'actualisation	(3 988)	174	(4 162)	n.a
Autres produits et charges financiers	4 469	(1 997)	6 466	n.a
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(3 349)</b>	<b>(3 553)</b>	<b>204</b>	<b>-5,7</b>

Le résultat financier représente une charge de 3,3 milliards d'euros, en légère amélioration de 0,2 milliard d'euros par rapport à 2022 en raison de :

- la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés avec un rendement de 10,2 % (vs -8,5 % en 2022), permise par l'évolution favorable des marchés financiers, et en particulier des marchés action en 2023, qui se traduit par une amélioration des autres produits et charges financières de 6,5 milliards d'euros (avec un impact cash limité);
- la hausse de la charge de désactualisation de 4,2 milliards d'euros, principalement liée à la stabilité du taux réel d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2023, après l'impact positif de la hausse de 50 points de base en 2022 (sans impact cash);
- l'augmentation du coût de l'endettement financier brut de 2,1 milliards d'euros principalement liée à la hausse significative des taux d'intérêt (avec un effet cash de 1,8 milliard d'euros).

Le résultat financier courant s'établit à -5,6 milliards d'euros, en baisse de 5,4 milliards d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents, dont en particulier la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés.

## 3.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (2 470) millions d'euros au 31 décembre 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,1 % (contre un produit de 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,1 %).

La variation de (6 396) millions d'euros entre le produit d'impôt 2022 et la charge d'impôt 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 32 741 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de (8 454) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2023 est également affectée par les pertes de valeurs au Royaume-Uni dont les effets sont toutefois partiellement pondérés par la reconnaissance d'impôts différés, par la consommation partielle du déficit réalisé en 2022 du groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95%), par la reconnaissance de l'ensemble du déficit fiscal 2022 du Groupe fiscal en France et par l'absence de contentieux fiscaux et d'effets défavorables en 2023 relatifs à la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée en Italie en 2022.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 20,6 % au 31 décembre 2023 contre un taux de 18,0 % au 31 décembre 2022.

## 3.6 Résultat net courant

Le résultat net courant s'élève à 18,5 milliards d'euros. La hausse de 31,1 milliards d'euros reflète la forte croissance de l'EBE diminuée de la charge d'impôt (un produit d'impôt était enregistré en 2022).

## 3.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 10,0 milliards d'euros, en progression de près de 28 milliards d'euros. Outre la forte augmentation du résultat net courant, la hausse s'explique notamment par les éléments après impôt suivants :

- la variation de juste valeur des instruments financiers pour 4 milliards d'euros ;

- une dépréciation de la valeur du projet Hinkley Point C et du Goodwill d'EDF Energy en 2023 pour -7,9 milliards d'euros après l'annonce du délai et des coûts supplémentaires faite en janvier 2024.

## 4 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>39 927</b>	<b>(4 986)</b>	<b>44 913</b>	<b>n.a</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	3 939	(7 825)	11 763	-150,3
<b>EBE Cash</b>	<b>43 866</b>	<b>(12 811)</b>	<b>56 676</b>	<b>n.a</b>
Variation du besoin en fonds de roulement net	(7 785)	8 301	(16 086)	-193,8
Investissements nets <sup>(1)</sup>	(19 100)	(16 395)	(2 705)	16,5
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	(53)	(630)	577	-91,5
<b>Cash-flow généré par les opérations <sup>(2)</sup></b>	<b>16 928</b>	<b>(21 535)</b>	<b>38 463</b>	<b>-178,6</b>
Cessions d'actifs	80	535	(455)	-85
Impôt sur le résultat payé	(3 695)	(1 282)	(2 413)	188,2
Frais financiers nets décaissés	(2 534)	(1 003)	(1 531)	152,6
Actifs dédiés	(378)	(233)	(145)	62,2
Dividendes versés en numéraire	(1 113)	(1 085)	(28)	2,6
<b>Cash-flow Groupe <sup>(3)</sup></b>	<b>9 288</b>	<b>(24 603)</b>	<b>33 891</b>	<b>-137,7</b>
Emissions TSDI	1 377	994	383	38,5
Rachats TSDI	(1 369)	(1 966)	597	-30,4
Autres variations monétaires	(72)	3 470	(3 542)	-102,1
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change</b>	<b>9 223</b>	<b>(22 105)</b>	<b>31 328</b>	<b>-141,7</b>
Effet de la variation de change	(162)	85	(247)	-290,6
Autres variations non monétaires	1 057	508	548	107,8
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies</b>	<b>10 119</b>	<b>(21 512)</b>	<b>31 630</b>	<b>(147,0)</b>
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>n.a</b>
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>64 500</b>	<b>42 988</b>	<b>21 512</b>	<b>50</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE</b>	<b>54 381</b>	<b>64 500</b>	<b>(10 118)</b>	<b>(15,7)</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 ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe 2023.

(2) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Opérations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions Groupe 2023), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

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

n.a. non applicable

## 4.1 Endettement financier net

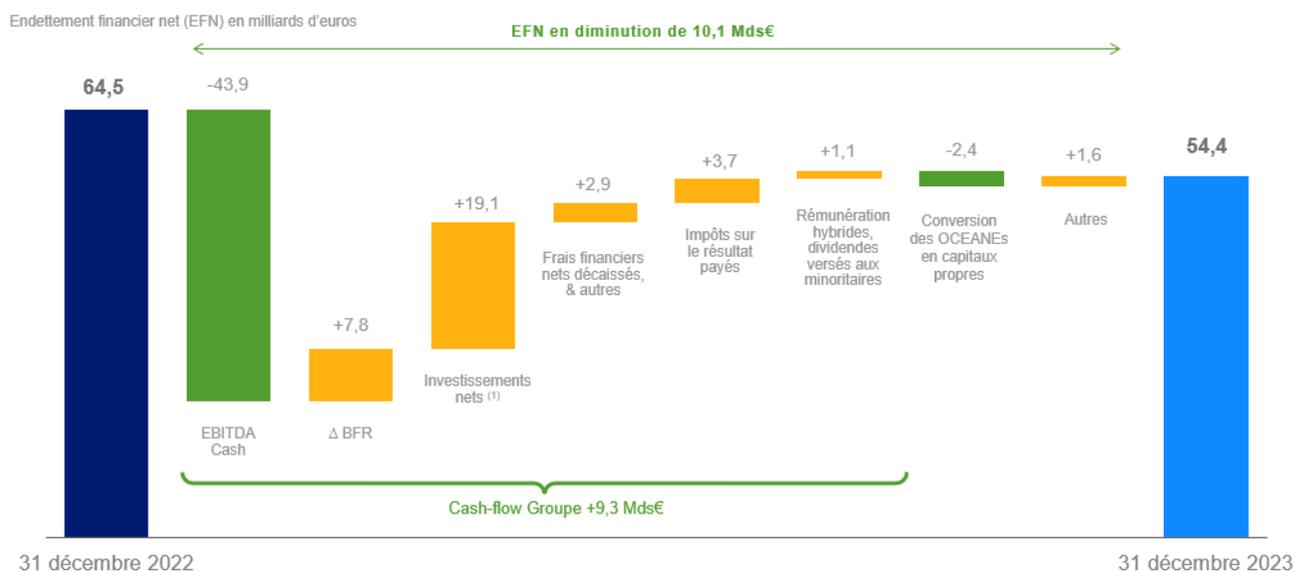
L'endettement financier net<sup>1</sup> atteint 54,4 milliards d'euros, en recul de 10,1 milliards d'euros par rapport à fin 2022. En plus du cash-flow positif, la conversion des OCEANE de 2,4 milliards d'euros contribue au renforcement des capitaux propres.

Les émissions obligataires réalisées pendant l'année pour un montant d'environ 8 milliards d'euros, la baisse du niveau de la dette court terme et les remboursements anticipés de prêts bancaires permettent un allongement de la maturité de la dette financière à 11 ans à fin 2023 (versus 9,4 ans à fin 2022).

EDF s'est vu décerner le prix 2024 de l'International Financing Review (IFR) dans la catégorie « Corporate Issuer » pour son activité d'émission en 2023.

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	86 647	96 053	(9 406)	-10
Dérivés de couvertures des dettes	(1 379)	(2 024)	645	-32
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 775)	(10 948)	173	-2
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(20 077)	(18 507)	(1 570)	8
Dérivés macro- couverture sur titres de dettes liquides	(35)	(74)	39	-53
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET <sup>(1)</sup></b>	<b>54 381</b>	<b>64 500</b>	<b>(10 119)</b>	<b>-16</b>

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



NB : chiffres arrondis à la décimale la plus proche.

(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

<sup>1</sup> L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

## 4.2 Cash-flow Groupe

Le cash-flow s'établit à 9,3 milliards d'euros versus -24,6 milliards d'euros en 2022. Il s'explique par un EBE cash de 43,9 milliards d'euros dû à une bonne performance opérationnelle et à un effet prix très élevé. Il bénéficie également du débouclage des positions de trading 2022 en 2023 à hauteur de 5,3 milliards d'euros.

Le besoin en fonds de roulement augmente de 7,8 milliards d'euros, dont :

- 5,1 milliards d'euros pour l'activité d'optimisation/trading liés notamment aux appels de marge restitués à mesure que les positions se sont débouclées en 2023
- 3,9 milliards d'euros liés à la créance du bouclier tarifaire 2023 en CSPE qui est compensée par les recettes d'obligations d'achat moindres dans un contexte de baisse des prix, les versements de l'Etat au titre des compensations 2023 et la régularisation des surcompensations des années précédentes.

Ce cash-flow permet de financer des investissements nets de 19,1 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros en raison notamment du projet Hinkley Point C, de la maintenance importante du parc nucléaire et du développement des réseaux.

### Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions) s'élèvent à 19 100 millions d'euros, en hausse de 2 705 millions d'euros par rapport à 2022.

(en millions d'euros)	2023	2022	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	6 566	5 688	878	15%
France - Activités régulées	5 025	4 564	461	10%
EDF Renouvelables	1 759	1 619	140	9%
Dalkia	297	324	(27)	-8%
Framatome	386	294	92	31%
Royaume-Uni	4 088	2 978	1 110	37%
Italie	632	701	(69)	-10%
Autre international	292	167	125	75%
Autres métiers	55	61	(6)	-10%
<b>INVESTISSEMENTS NETS</b>	<b>19 100</b>	<b>16 395</b>	<b>2 705</b>	<b>16%</b>

Au **Royaume-Uni**, la hausse des investissements nets de 1 110 millions d'euros traduit la montée en puissance du chantier Hinkley Point C.

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 878 millions d'euros, du fait notamment de la montée en puissance du projet EPR2, des coûts liés à la corrosion sous contrainte et du programme Grand Carénage.

Les investissements nets du segment **France – Activités régulées** sont en hausse de 461 millions d'euros en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements.

Les investissements d'**EDF Renouvelables** sont en hausse, en particulier en raison de développement d'importants parcs solaires aux Etats Unis (dont Fox Squirrel - 753 MW bruts et Desert Quartzite - 527 MW bruts), au Royaume-Uni et de parcs éoliens au Brésil (Eólico Serra do Seridó et Serra das Almas).

En **Italie**, les investissements nets sont en baisse de 68 millions d'euros du fait notamment d'acquisitions en 2022 dans le secteur des renouvelables, sans équivalent en 2023 et à la mise en service de la centrale de Marghera.

La hausse des investissements nets du segment **Autre International** est principalement liée à l'acquisition de Refoerney Villanueva au Chili.

### Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent à 80 millions d'euros en 2023. Elles concernent essentiellement les cessions de Suir, filiale de Dalkia, et des actifs pétro-gaziers d'EDISON en Algérie et en Norvège.

### Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme (voir section 7.1).

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

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

À fin décembre 2023, les flux nets de - 378 millions d'euros correspondent aux deuxièmes et troisièmes catégories décrites ci-dessus.

### **Dividendes versés en numéraire**

A fin décembre 2023, EDF a versé 1 113 millions d'euros au titre :

- de la rémunération versée en 2023 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » (630 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (483 millions d'euros)

## **4.3 Autres variations non monétaires**

L'**effet de change** a un impact défavorable de -162 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, effet principalement lié à la dépréciation du dollar américain par rapport à l'euro compensé par l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Les **autres variations non monétaires** s'élèvent à 1 057 millions d'euros à fin décembre 2023 contre 508 millions à fin décembre 2022. Elles sont principalement constituées de la conversion en action des obligations OCEANE par l'état français, des nouveaux contrats de location (IFRS 16) et des intérêts courus sur les dettes financières.

# **5 PERSPECTIVES FINANCIERES**

## **Objectifs 2026<sup>1</sup>**

Endettement financier net / EBE : **≤ 2,5x**

Dettes économiques ajustées / EBE ajusté<sup>2</sup> : **≤ 4x**

<sup>1</sup> Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2024 et d'une hypothèse de production nucléaire en France relative au parc actuellement en service de 315 - 345 TWh en 2024 et 335 - 365 TWh en 2025 et 2026.

<sup>2</sup> Ratio à méthodologie S&P constante

## 6 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

Voir également la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » du Document d'Enregistrement Universel 2023.

### 6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

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

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

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

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

### 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 30 852 millions d'euros au 31 décembre 2023, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 15 842 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 18 878 millions d'euros, dont 3 990 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 1 163 millions d'euros au titre des appels de marge sur dérivés et sur mises en pensions de titres) et la dette liée à l'obligation locative (voir note 18.3.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023). Les besoins associés pourront notamment être financés, le cas échéant, à partir des liquidités et des lignes de crédit disponibles du Groupe évoquées ci-dessus, ainsi que des autres ressources court terme évoquées ci-dessus.

#### Gestion du risque de liquidité

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

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

- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,250 %,
- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 %,
- Obligation de 450 millions de livres sterling, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,500 %,
- Obligation de 500 millions de livres sterling, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.

Le 28 mars 2023, une émission d'obligations de 99 millions de livres sterling fongible dans l'émission de 500 millions de livres sterling, de maturité de 30 ans émise le 19 janvier 2023.

Le 17 mai 2023, une émission de 3 milliards de dollars U.S. et une émission de 500 millions de dollars canadiens en 5 tranches d'obligations senior :

- Obligation de 1 milliard de dollars U.S., d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,700 %,
- Obligation de 1 milliard de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 6,250 %,
- Obligation de 1 milliard de dollars U.S., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,900 %,
- Obligation de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 5,993 %,
- Obligation de 200 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,492 %.

Le 8 juin 2023, une émission d'obligations hybrides (perpétuelles super-subordonnées) pour un montant de 1,5 milliard de dollars US, avec un coupon initial de 9,125 % jusqu'en 2033 et une première option de remboursement à 10 ans au gré d'EDF.

Le 22 juin 2023, une émission de 33 milliards de yens en 4 tranches d'obligations senior Samouraï :

- Obligation de 25,3 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,059%,
- Obligation de 2,2 milliards de yens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 1,355%,
- Obligation de 4,4 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,695%,
- Obligation de 1,1 milliard de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 2,328%.

Le 20 juin 2023 et le 7 juillet 2023, un rachat pour un montant total de 904 millions de dollars U.S. (respectivement 901 millions de dollars U.S. et 3 millions de dollars U.S.) d'une souche d'obligations hybrides libellées en dollars US d'un montant initial de 1,5 milliards

de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2024. Le montant en principal des titres visés toujours en circulation à la suite du règlement de l'offre de rachat a fait l'objet d'un remboursement au 22 janvier 2024 à la suite de l'exercice de l'option de remboursement anticipé à la main d'EDF.

Le 21 août 2023, une émission de 325 millions de francs suisses en 2 tranches d'Obligations Vertes senior affectées au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité :

- Obligation de 200 millions de francs suisses, d'une maturité de 4 ans avec un coupon fixe de 2,300 %,
- Obligation de 125 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 2,550 %.

Le 28 novembre 2023, une émission d'obligations senior vertes pour un montant nominal de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,75 %, dédiée au parc nucléaire français existant.

Le Groupe a également conclu en janvier 2023 des prêts à terme bilatéraux de maturités 2 ans et 3 ans pour un total de de 750 millions d'euros.

EDF a remboursé de façon anticipée une partie de ses prêts bancaires en 2023, dont plus de 2 milliards d'euros le 19 octobre 2023..

Au 31 décembre 2023, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit<sup>1</sup> :

31 décembre 2023 <i>(en millions d'euros)</i>	Instruments de couverture <sup>(1)</sup>			Garanties données sur emprunts
	Dettes	Swaps de taux	Swaps de change	
< 1 an	21 958	49	(179)	24
1 à 5 ans	36 851	(331)	(986)	650
> 5 ans	77 668	(300)	(3 328)	542
<b>TOTAL</b>	<b>136 477</b>	<b>(582)</b>	<b>(4 493)</b>	<b>1 216</b>
<i>dont remboursement du nominal</i>	<i>86 647</i>			
<i>dont charges d'intérêts</i>	<i>49 830</i>			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent les positions actives et passives.

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

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

Au 31 décembre 2023, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 5 050 millions d'euros de NEU CP (et aucun encours sur le programme US CP).

EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir :

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

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2023 s'établit à 11,0 ans contre 9,4 ans au 31 décembre 2022.

Au 31 décembre 2023, EDF SA dispose d'un montant global de 14 057 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2023 ;

<sup>1</sup> Valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2023.

- un crédit syndiqué social de 1,5 milliard d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2026. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2023 ;
- les lignes bilatérales représentent 8 557 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2026.

Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de sécurité.

Les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF SA au 31 décembre 2023 pour un montant cumulé de 2 675 millions d'euros.

Edison dispose en outre d'une ligne de crédit de 1 milliard d'euros octroyée en 2023 par un pool de banques et garantie à 70% par la SACE, ainsi que d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 162 millions d'euros au 31 décembre 2023.

## Notation financière

Au 31 décembre 2023, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont détaillées ci-dessous. Le 1<sup>er</sup> juin 2023, Moody's a revu les perspectives de « negative » à « stable » pour l'ensemble des entités. L'agence a augmenté d'un cran la notation d'EDF afin de prendre en compte la forte probabilité du soutien de l'Etat Français en tant qu'actionnaire unique, mais a baissé d'un cran le « Credit Standalone ».

La notation du Groupe est susceptible d'être affectée en particulier, par les « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH » et le « Risque d'accès à la liquidité ».

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

*n. a. = non applicable.*

## Gestion du risque de change

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

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

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

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2023 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

### STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DECEMBRE 2023, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

31 décembre 2023 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	51 346	12 811	64 157	74 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	20 860	(16 634)	4 226	5%
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 849	5 989	15 838	18%
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 592	(2 166)	2 426	3%
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>86 647</b>	<b>0</b>	<b>86 647</b>	<b>100%</b>

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2023 :

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

31 décembre 2023 (en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	64 157	-	64 157
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	4 226	423	4 649
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	15 838	1 584	17 422
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 426	243	2 669
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>86 647</b>	<b>2 250</b>	<b>88 897</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

31 décembre 2023 (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	3 754	2 350	(103)	1 507
CHF (Suisse)	18	-	15	3
PLN (Pologne)	304	-	153	151
GBP (Royaume-Uni)	18 159	6 084	5 996	6 079
BRL (Brésil)	2 506	-	-	2 506
CNY (Chine)	7 634	-	4 604	3 030

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

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2023. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

### SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

(en millions de devises)	Au 31 décembre 2023	Au 31 décembre 2022
--------------------------	---------------------	---------------------

	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion Convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	1 507	1 364	136	3 163	2 965	297
CHF (Suisse)	3	3	-	2	2	-
PLN (Pologne)	151	35	4	128	27	3
GBP (Royaume-Uni)	6 079	6 995	700	10 740	12 109	1 211
BRL (Brésil)	2 506	467	47	1 697	301	30
CNY (Chine)	3 030	386	39	3 179	432	43

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2023.

### Gestion du risque de taux d'intérêt

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

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

Au 31 décembre 2023, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 59 % à taux fixe et 41 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 354 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2023 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,11 % à fin décembre 2023.

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

31 décembre 2023 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	67 531	(16 197)	51 334	-
À taux variable	19 116	16 197	35 313	353
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>86 647</b>	<b>0</b>	<b>86 647</b>	<b>353</b>

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) et les dépôts court terme à taux variables détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

### SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2023 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
<b>TITRES À TAUX VARIABLE</b>	<b>1 013</b>	<b>(10)</b>	<b>1 003</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 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2023), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements.

### Gestion du risque actions

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

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

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 32 % en actions fin décembre 2023, soit un montant de 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2023, le fonds de pension à prestations définies de EDF Energy, nommé EDF Group (EDFG) a remonté son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de 4,9% à fin 2023, ce qui représente désormais un montant de 297 millions de livres sterling.

## Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est détaillée ci-après en section « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

## 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 non liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

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

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

## Principes de gouvernance et de gestion

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

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

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle <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 31 décembre 2023, la valeur globale du portefeuille s'élève à 36 885 millions d'euros, contre 33 904 millions d'euros à fin décembre 2022. L'évolution des actifs dédiés en 2023, ainsi que leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable, sont décrites en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

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

(en millions d'euros)	31/12/2023			31/12/2022		
	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2023	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2022
Actifs de rendement	23,4%	8 657	2,9%	25,9 %	8 772	11,2 %
Actifs de croissance	38,1%	14 036	17,5%	36,1 %	12 251	- 15,8 %
Actifs de taux	38,5%	14 192	7,9%	38,0 %	12 881	- 12,1 %
<b>TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>100%</b>	<b>36 885</b>	<b>10,2%</b>	<b>100 %</b>	<b>33 904</b>	<b>- 8,5 %</b>

## Exposition des actifs dédiés aux risques

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

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

Au 31 décembre 2023 la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 13 447 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 11,36 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 17,04 % à fin 2022. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 31 décembre 2023, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 528 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, la sensibilité des obligations cotées (12 489 millions d'euros) s'établit à 5,34 ; ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 666 millions d'euros. La sensibilité était de 4,9 à fin décembre 2022

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

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires estimé au 31 décembre 2023 à 4,5 % (voir note 15.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 5,9 % au 31 décembre 2023.

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

La dérogation ministérielle du 31 mai 2018 obtenue par EDF, lui permettant d'augmenter, sous conditions, la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 % est devenue sans objet suite au décret du 22 novembre 2023 qui actualise des règles d'investissements des actifs dédiés et dans lequel les titres de la société CTE ne font plus l'objet de limites spécifiques.

### Gestion du risque de contrepartie/crédit

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

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2023, les expositions du Groupe sont portées à 90% sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués.

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 30/06/2023	89 %	10 %	1 %	100 %
au 30/09/2023	90 %	9 %	1 %	100 %

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

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/06/2023	9,5 %	0,3 %	14,3 %	58,9 %	17,0 %	100 %
au 30/09/2023	9,9 %	0,3 %	13,1 %	61,5 %	15,2 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

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

## 6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

### Politique de risques marchés énergies

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

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

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de gestion des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

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

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

### Organisation du contrôle et principe général de couverture

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

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

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; couverture des ventes aux clients finaux par cession interne lorsque cela s'avère possible ;
- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie<sup>1</sup> permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

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

Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

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

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

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 18.7 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

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

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de

---

<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 dérogoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

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 donné<sup>(1)</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.

En 2023, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 57 millions d'euros, inférieure à la limite maximale autorisée en 2022 qui s'était temporairement élevée à 70 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

Pour le détail des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 6 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir note 18.7.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

## 7 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées est détaillée dans la note 22 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

## 8 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

La liste des sociétés consolidées figure en note 3 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

## 9 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits en note 23 de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2023.

---

<sup>1</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.