

Groupe EDF

Rapport d'activité 2025

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



SOMMAIRE

1	Faits marquants	3
2	Éléments de conjoncture	5
2.1	Évolution des prix de marché de l'électricité en Europe	5
2.2	Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France	7
3	Résultats 2025	8
3.1	Chiffres clés	8
3.2	Bilan électrique en France	8
3.3	Performance environnementale et sociale	8
3.4	Évolution du Chiffre d'affaires	9
3.5	Évolution de l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	11
3.6	Résultat d'exploitation	12
3.7	Résultat financier	13
3.8	Résultats nets	13
4	Cash-flow et endettement financier net	14
4.1	Cash-flow opérationnel	14
4.2	Cash-flow Groupe et autres éléments	15
4.3	Endettement financier net	16
5	Perspectives	17

Les informations relatives aux risques, qui figuraient précédemment dans le rapport d'activité, sont présentées dans la note 17.4 « Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

1 Faits marquants

Performance opérationnelle solide

Cash-flow positif entraînant une baisse de la dette financière nette

Le Groupe, engagé pour la souveraineté énergétique et industrielle, accompagne ses clients

- **Accélération du déploiement de la politique commerciale :**
 - > **47 TWh par an de contrats moyen et long terme⁽¹⁾** ont été signés à fin 2025 incluant 18 000 contrats de moyen terme et 18 contrats long terme pour les industriels électro-intensifs, dont 12 contrats d'allocation de production d'énergie nucléaire.
 - > Stabilité du portefeuille de clients dans les pays du G4 (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique).
- **Électrification des usages :**
 - > Lancement d'un nouvel appel à manifestation d'intérêt pour l'installation d'un **centre de données** sur un 4^{ème} site d'EDF.
 - > Plus de 400 000 points de recharge pour véhicules électriques déployés ou gérés.
- **Renforcement de la stabilité du système électrique insulaire :** mise en service d'un compensateur synchrone en Guadeloupe, en réponse au développement des renouvelables.
- **Renouvellement de la concession du réseau de chaleur de Paris** (5 TWh par an) : le Conseil de Paris a choisi le groupement Dalkia / Eiffage / RATP Solutions Ville⁽²⁾. Contrats signés par Dalkia en 2025 représentant 1,4 TWh de chaleur bas carbone par an pour les réseaux urbains (hors Paris).

Production, résilience et souveraineté

- **Production nucléaire en France en hausse de 11,3 TWh à 373,0 TWh :** elle reflète la bonne disponibilité des réacteurs en fonctionnement, des arrêts de tranche bien maîtrisés et toujours une forte modulation de 33 TWh⁽³⁾.
- **Production hydraulique en baisse de 9,1 TWh à 46,4 TWh⁽⁴⁾** après des conditions hydrauliques exceptionnelles en 2024, limitée grâce à une disponibilité élevée des installations.
- **Production éolienne et solaire en hausse de 2,1 % à 29,2 TWh** due notamment aux nouvelles capacités installées malgré des conditions de vent moins favorables. Le portefeuille de projets éoliens et solaires atteint 95,5 GW bruts.
- Avec **95 % de production décarbonée**, EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de **26,5 gCO₂ / kWh**, en baisse de 10,5 % par rapport à 2024.
- **Programme de résilience pour tout le parc de production** avec l'adaptation des centrales nucléaires face au changement climatique, des travaux pour augmenter la disponibilité et la résilience des infrastructures hydrauliques.
- **Politique industrielle au service de la souveraineté :** renforcement et consolidation de la *supply chain* et partenariats locaux, investissements dans l'outil industriel, augmentation de puissance de 13 réacteurs de 900 MW entre 2027 et 2035.

Poursuite du développement des projets bas carbone

- **EDF se mobilise pour ses projets nucléaires :**
 - > **Flamanville 3 :** atteinte des 100 % de puissance.
 - > **EPR2 :** présentation du devis prévisionnel de 72,8 Mds€₂₀₂₀.
 - > **Hinkley Point C :**
 - Livraison de la cuve du réacteur de l'Unité 2 par Framatome ;
 - Ajustement du planning de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2030 et mobilisation sur le lot électromécanique, et du coût à terminaison à 35 Mds£₂₀₁₅⁽⁵⁾.
 - > **Sizewell C :** décision finale d'investissement et finalisation du financement du projet. Paiement de 1,6 milliard de livres sterling au bénéfice d'Hinkley point C au titre du savoir-faire du projet Hinkley Point C et l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C.
- **EDF poursuit ses projets renouvelables :**
 - > **Hydraulique :** proposition de loi adoptée par l'Assemblée nationale pour la mise en oeuvre de l'accord de principe entre la France et la Commission européenne pour le passage d'un régime de concessions à un régime d'autorisations.
 - > **Renouvelables :** 3 GW bruts mis en service.

Des réseaux engagés au service de la transition énergétique

- **Raccordements** par Enedis⁽⁶⁾ de 11 700 points de livraison alimentant 486 000 points de recharge de véhicules électriques et de plus de 185 000 installations renouvelables (6,6 GW) en 2025. En territoires d'outre-mer, les délais de raccordement d'EDF SEI ont été divisés par 2 en 3 ans.

(1) En équivalent annuel.

(2) Vote du 17 décembre 2025.

(3) Y compris services-systèmes et mécanisme d'ajustement

(4) Après déduction de la consommation du pompage, cette production est de 37,9 TWh en 2025 vs 47,8 TWh en 2024.

(5) Un retard de 12 mois conduirait à un coût supplémentaire de 1 Md£₂₀₁₅.

(6) Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

- **Qualité des réseaux** : Enedis a baissé de près de 10 minutes, à 61,9 minutes, le temps moyen de coupure, hors événements exceptionnels (Critère B HIX).
- **Résilience du réseau face aux événements climatiques** : après la tempête Goretti, 90% de clients rétablis en 36 heures grâce à la mobilisation de 1 850 techniciens et salariés d'entreprises partenaires.

EDF répond à la hausse des besoins de flexibilité dans un système électrique plus complexe

- **Nouvelles heures creuses / heures pleines** pour 1,7 million de clients d'Enedis, avec un objectif de déplacer 5 GW de consommation quand la production solaire le permet d'ici 2027.
- **Déploiement des offres de flexibilité pour les clients** :
 - > + 20% de points de charge pilotables pour la recharge des véhicules électriques.
 - > Plus de 1,2 million de clients résidentiels en France avec une offre de flexibilité.
- **Augmentation de la flexibilité dans la production** :
 - > Production record de 6 TWh par les stations hydrauliques de transfert d'énergie par pompage.
 - > Hausse des capacités de stockage (hors hydraulique) : 1 GW en opération, dont la batterie de 15 MW couplée à la centrale de Blénod et la centrale solaire avec batterie en Guyane, et 2,7 GW en projets.
- **Enjeux de la modulation sur les opérations et la maintenance des parcs hydraulique, thermique et nucléaire et la résilience du système électrique.**

2 Éléments de conjoncture

2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité en Europe

2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne 2025 en base (€/MWh)	61,1	94,4	115,9	82,6
Variation 2025/2024 des moyennes en base	5,8%	9,9%	6,8%	17,3%
Moyenne 2025 en pointe (€/MWh)	62,4	103,4	121,1	83,7
Variation 2025/2024 des moyennes en pointe	-2,8%	7,2%	4,5%	7,8%

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2025/2024 sont calculées avec les valeurs exactes.

En France, le prix spot de l'électricité en 2025 a évolué entre - 118,0 €/MWh et 473,3 €/MWh. Son niveau moyen est en hausse de 3,3 €/MWh par rapport à 2024. Cette hausse s'explique essentiellement par le premier trimestre 2025, pendant lequel il a atteint une moyenne de 99,8 €/MWh, contre 62,9 €/MWh en moyenne pour le premier trimestre 2024.

Cette hausse s'explique par les éléments d'équilibre offre-demande suivants :

- Légère hausse de la production d'électricité à 544 TWh⁽²⁾, (environ + 1% par rapport à 2024), avec une augmentation de la production nucléaire et solaire, malgré la baisse de la production hydraulique.
- Légère hausse des prix du gaz (+ 3,5 % pour l'indice spot PEG, l'indice de référence du gaz en France, en 2025 par rapport à 2024) et hausse marquée du prix des quotas carbone (+ 11,9 % en moyenne pour le cours du CO₂ livré en décembre de l'année N en 2025 par rapport à 2024).
- Demande stable : en 2025, la consommation non corrigée du climat et des effacements s'élève à 440,7 TWh (+ 0,6 TWh par rapport à 2024).

L'année 2025 a été marquée par de nombreuses heures de prix spot négatifs ou nuls survenant lorsque la production renouvelable est importante et la demande faible, dans un contexte général marqué par une augmentation de la capacité installée de production d'énergies renouvelables. Plus précisément, l'année 2025 a connu 735 heures de prix spot négatifs ou nuls contre 560 heures en 2024.

Les autres pays européens ont également subi l'augmentation des prix des commodités, entraînant la hausse des prix spot sur l'électricité en 2025.

2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe ⁽³⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2026 à terme en base sur l'année 2025 (€/MWh)	60,9	90,5	106,4	85,0
Variation 2025/2024 des moyennes des prix des contrats annuels à terme N+1 en base	-20,5%	-3,9%	-1,5%	-0,1%
Prix à terme du contrat annuel 2026 en base au 29 décembre 2025 (€/MWh)	50,8	85,8	102,4	77,5
Moyenne du prix du contrat annuel 2026 à terme en pointe sur l'année 2025 (€/MWh)	69,3	101,4	112,0	n.a.
Variation 2025/2024 des moyennes des prix des contrats annuels N+1 à terme en pointe	-23,1%	-4,4%	-2,6%	n.a.
Prix à terme du contrat annuel 2026 en pointe au 29 décembre 2025 (€/MWh)	53,5	95,1	107,1	n.a.

n.a. : non applicable

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2025/2024 sont calculées avec les valeurs exactes.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex ;
Royaume-Uni : cotation moyenne de la veille sur la bourse Nordpool ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME.

(2) Source RTE - **Valeurs provisoires au 2 janvier 2026.**

(3) France, Italie, Belgique, Royaume-Uni : cotation EEX de l'année suivante

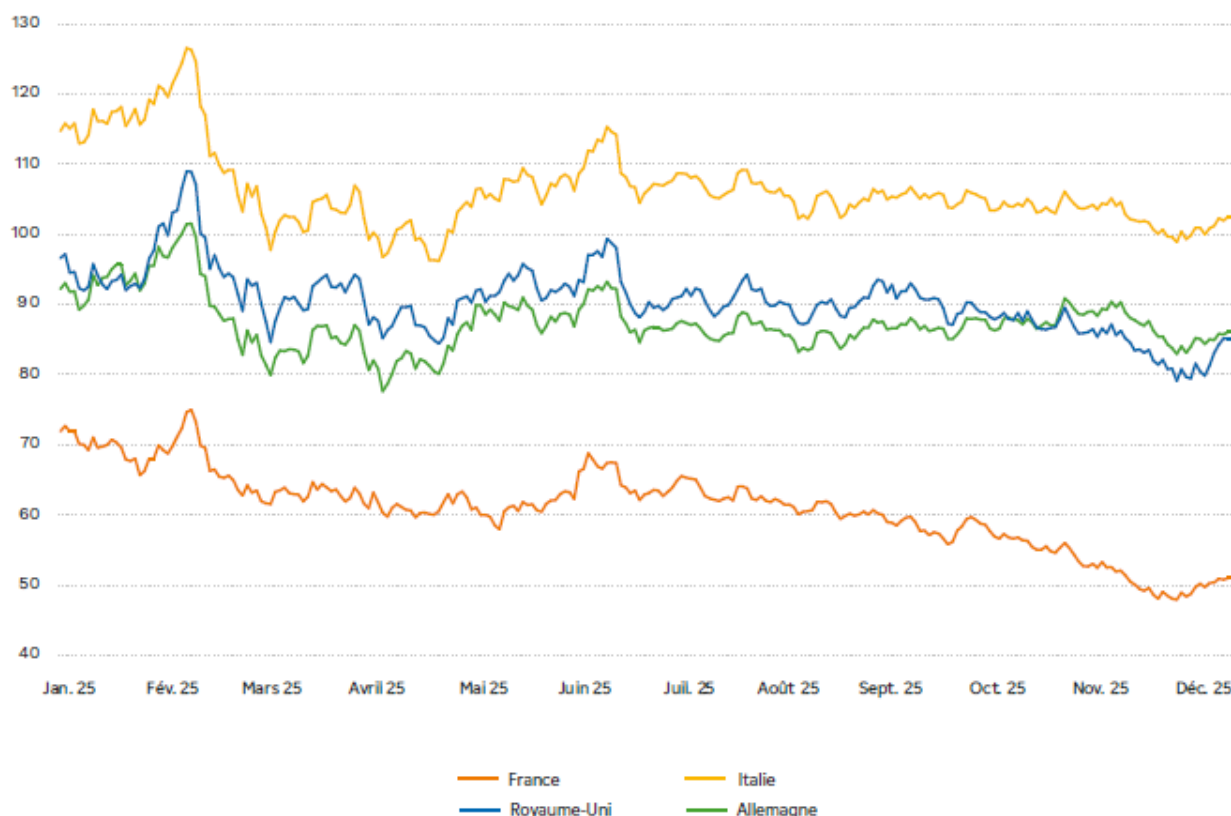
Les contrats annuels à terme de l'électricité pour livraison l'année suivante en base et en pointe ont baissé en moyenne en France par rapport à l'année dernière, comme dans tous les autres pays d'Europe de l'Ouest.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 (CAL 2026) s'est établi en moyenne à 60,9 €/MWh, en baisse de 15,8 € par rapport à 2024 (CAL 25). Il a évolué entre 47,9 €/MWh et 75,0 €/MWh et clôture l'année à 50,8 €/MWh. À titre de comparaison, en 2024, le produit calendaire 2025 avait atteint un maximum de 90,3 €/MWh.

Le produit pour livraison en 2026 a principalement suivi les cours du gaz, du charbon et du CO₂ au cours de l'année 2025. La baisse du cours du gaz au quatrième trimestre a toutefois été plus prononcée que celle du coût de production d'électricité au gaz, tiraillé entre la baisse des prix du gaz et la hausse du cours du CO₂.

Par ailleurs, l'écart avec le prix calendaire allemand N+1 base, marché européen le plus liquide, a évolué entre - 17,3 €/MWh et - 38,3 €/MWh, et suit une tendance haussière, dans la continuité du second semestre. Cette évolution résulte de la prise en compte par les acteurs de marché des niveaux de prix réalisés au spot, les prix spot français ayant été en moyenne inférieurs de 28,3 €/MWh aux prix spots allemands sur 2025.

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



2.2 Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France

2.2.1 Température en France

Sur l'année 2025, la température moyenne s'est élevée à 13,5°C, soit + 0,2°C par rapport à 2024 et + 0,8°C par rapport à la normale. Quatre mois se distinguent particulièrement : avril et juin avec respectivement 1,4°C et 3,5°C de plus entre 2024 et 2025 ; février et octobre avec respectivement 2,7°C et 1,1°C de moins. Sur les autres mois, les écarts sont restés dans la bande des $\pm 1^\circ\text{C}$.

En prenant comme référence la normale, les mois de juin (+ 2,8°C), décembre (+ 1,8°C), août (+ 1,5°C) et avril (+ 1,4°C) affichent des écarts supérieurs à 1°C.

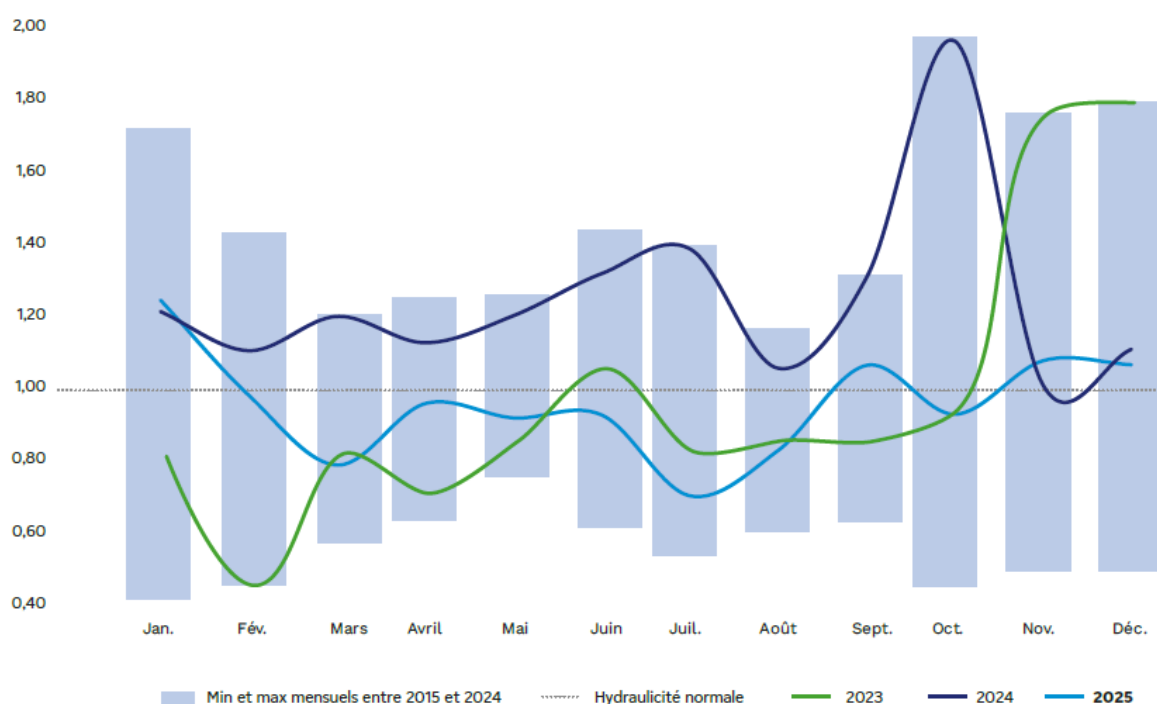
2.2.2 Pluviométrie, enneigement, hydraulicité en France

L'année 2025 a été globalement marquée par un déficit de précipitations sur l'ensemble des bassins et d'enneigement sur l'ensemble des massifs, exception faite du mois de janvier. Elle contraste nettement avec l'année 2024 qui a connu la plus importante hydraulicité de ces vingt dernières années. Sur le périmètre EDF, l'indice d'hydraulicité de l'année 2025 s'établit à 0,96 contre 1,26 pour l'année 2024.

La faible hydraulicité 2025 associée à une production hydraulique importante en fin d'année (les températures sont passées sous les normales de saison à partir du 26 décembre) est à l'origine du déstockage des réservoirs. Le taux de remplissage a atteint 55,2 % au 1^{er} janvier 2026 (contre 68,8 % au 1^{er} janvier 2025), soit 8,2 points en dessous du niveau de la moyenne historique*.

(*) période de 1986 à 2024.

Hydraulicité d'EDF en France (période de 2015-2025)



3 Résultats 2025

3.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2025.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	113 266	118 690	(5 424)	-4,6%	-4,3%
EBE	29 256	36 523	(7 267)	-19,9%	-19,2%
Résultat d'exploitation	13 104	18 327	(5 223)	-28,5%	-27,3%
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	11 529	17 395	(5 866)	-33,7%	-32,5%
Résultat net part du Groupe	8 367	11 406	(3 039)	-26,6%	-25,8%
Résultat net courant	9 601	15 233	(5 632)	-37,0%	-36,5%
Cash-flow Groupe	2 865	3 868	(1 003)	-25,9%	n.a.
Endettement financier net	51 496	54 346	(2 850)	-5,2%	n.a.

n.a. : non applicable

3.2 Bilan électrique en France

La production nucléaire en France atteint 373,0 TWh, en hausse de 11,3 TWh par rapport à 2024. Cette évolution reflète la bonne disponibilité des réacteurs en fonctionnement, des arrêts de tranche bien maîtrisés et toujours une forte modulation de 33 TWh.

La production hydraulique brute en France⁽¹⁾ s'élève à 42,6 TWh, en baisse de - 8,0 TWh. Cette diminution s'explique principalement par une hydraulicité moins favorable sur 2025, après des conditions hydrauliques exceptionnelles en 2024 et a été limitée grâce à une disponibilité élevée des installations.

Les centrales thermiques ont été légèrement plus sollicitées en 2025 (3,1 TWh en 2025 contre 2,7 TWh en 2024).

Les volumes vendus aux clients finals sont en baisse de - 6,8 TWh (hors effets du climat et de période). Cette évolution s'explique principalement par une diminution de la consommation unitaire, représentant - 1,2 TWh, dont - 0,7 TWh liée à l'effet bissextile en 2024, et par une diminution du portefeuille clients en particulier sur le marché d'affaires, représentant - 5,0 TWh, reflétant une concurrence accrue. L'impact du climat est estimé à + 2,6 TWh, porté par des températures globalement plus douces en 2024 qu'en 2025.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 91,1 TWh ; EDF était également vendeur net en 2024 à hauteur de 82,1 TWh.

3.3 Performance environnementale et sociale

La performance environnementale et sociale, en lien avec la performance opérationnelle, s'inscrit dans le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et dans la raison d'être du groupe EDF « Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».

En 2025, le **bilan carbone** du groupe EDF continue à baisser tiré par une moindre sollicitation des moyens thermiques et par la progression de la décarbonation des réseaux de chaleur. Les émissions totales du Groupe atteignent **83,3 MtCO₂e**, marquant une réduction de 7,4 MtCO₂e par rapport à l'année 2024. Cette baisse est en partie due à la baisse des émissions directes (Scope 1) qui atteignent 15 MtCO₂e (16,8 MtCO₂e en 2024). **L'intensité carbone⁽²⁾ atteint le niveau record de 26,5 gCO₂/kWh.** Cette évolution s'explique par une production d'électricité et de chaleur bas carbone en hausse (notamment nucléaire, ENR hors hydraulique) conjuguée à la moindre sollicitation de la production thermique.

Lost Time Incident Rate (LTIR) : le taux de fréquence global du LTIR du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salariés et prestataires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Il se calcule en multipliant le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle conduisant à un arrêt de travail par un million et rapporté au nombre d'heures travaillées salariés.

Le **LTIR** (salariés + prestataires) 2025 s'établit à **1,6 stable** par rapport à 2024 et conforme à l'objectif que le Groupe s'était fixé. La valeur du LTIR global s'inscrit dans une baisse régulière depuis 2019, illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés et les prestataires.

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 34,1 TWh en 2025 (42,9 TWh en 2024, soit une baisse de - 8,8 TWh).

(2) Ratio entre les émissions directes de CO₂ des centrales de production d'électricité et de chaleur du Groupe et leurs productions associées.

3.4 Évolution du Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** s'élève à **113 266 millions d'euros en 2025**, en baisse de (5 424) millions d'euros par rapport à 2024. Hors effets de change ((398) millions d'euros) et hors effets de périmètre (119 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de - 4,3%.

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

Les évolutions du périmètre de consolidation sur l'année 2025 et la nouvelle segmentation (avec le nouveau secteur opérationnel « EDF power solutions » qui comprend l'ancien secteur opérationnel « EDF Renouvelables » et les entités transférées ou devant être transférées, qui se trouvaient auparavant au sein du secteur « Autre international ») sont détaillées en note 3 « Périmètre de consolidation » et note 4 « Informations sectorielles » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	42 668	50 966	(8 298)	-16,3%	-16,3%
France - Activités régulées ⁽²⁾	21 331	20 071	1 260	6,3%	6,3%
EDF power solutions	5 358	6 724	(1 366)	-20,3%	-18,7%
Dalkia	6 121	6 018	103	1,7%	1,9%
Industrie et Services	6 359	5 173	1 186	22,9%	15,8%
Royaume-Uni	16 186	17 498	(1 312)	-7,5%	-6,0%
Italie	17 396	15 223	2 173	14,3%	14,8%
Autres	5 626	4 865	761	15,6%	16,1%
Éliminations inter-segments	(7 779)	(7 848)	69	-0,9%	-2,9%
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	113 266	118 690	(5 424)	-4,6%	-4,3%

(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 sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

France – Activités de production et commercialisation

Sur les activités de production et de commercialisation en France, le chiffre d'affaires recule de (8 298) millions d'euros.

Sur l'activité de commercialisation, le chiffre d'affaires facturé aux clients finals diminue de (9 219) millions d'euros, principalement en raison de l'évolution défavorable des prix captés. Cette tendance se traduit à la fois par la baisse du chiffre d'affaires relatif aux clients en offre de marché, et également par celle du chiffre d'affaires relatif aux clients aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV), consécutive à la révision tarifaire au 1^{er} février 2025 (- 22,6 % HT / - 15,0 TTC sur les TRV résidentiels).

Une partie des recettes de commercialisation constatées en 2024, liées au dispositif CSPE (bouclier tarifaire et amortisseurs) et comptabilisées en Autres Produits et Charges Opérationnels, disparaît en 2025.

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en baisse de (2 551) millions d'euros, en raison de la baisse des prix observée pour les livraisons réalisées en 2025, inférieures à ceux enregistrés pour les livraisons de 2024. L'effet en EBE est limité du fait du mécanisme de compensation des produits et charges liés aux obligations d'achat dans le cadre du dispositif CSPE.

Ces effets sont partiellement compensés par la hausse des revenus marchés pour + 4 273 millions d'euros du fait d'une meilleure production et de l'optimisation des placements à court terme, liée notamment à l'évolution des prix *spot*.

France – Activités régulées

L'augmentation de 1 260 millions d'euros du chiffre d'affaires organique est principalement portée par Enedis⁽¹⁾, pour 1 776 millions d'euros, en lien avec les indexations successives du TURPE Distribution (+ 4,8 % HT au 1^{er} novembre 2024, + 7,7 % HT au 1^{er} février 2025, - 1,9 % au 1^{er} août 2025).

EDF power solutions

La baisse organique de (1 255) millions d'euros du chiffre d'affaires s'explique principalement par la perte de contrats clients B2B en électricité chez Luminus pour (531) millions d'euros et, comme prévu, par la fin du contrat de vente d'énergie (*Power Purchase Agreement*) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil en décembre 2024 pour (645) millions d'euros.

Dalkia

La hausse organique de 113 millions d'euros du chiffre d'affaires est principalement liée au développement commercial en France et à l'international ainsi qu'à la hausse des prix du gaz.

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

Industrie et services

Le chiffre d'affaires de **Framatome à ses bornes** s'élève à 5 372 millions d'euros, en hausse organique de 619 millions d'euros (+ 13,3 %) par rapport à 2024 du fait de la montée en puissance des projets nouveau nucléaire en France et au Royaume Uni et par un niveau d'activité accru aux États-Unis sur les activités de Base Installée et Contrôle Commande.

Le chiffre d'affaires d'**Arabelle Solutions à ses bornes** s'élève à 990 millions d'euros.

Royaume-Uni

La baisse organique de (1 050) millions d'euros s'explique principalement par l'impact de la baisse des prix de l'électricité sur les ventes électricité aux clients.

Italie

La hausse organique de 2 257 millions d'euros du chiffre d'affaires résulte d'une hausse des volumes de gaz et d'électricité consommés en Italie.

Autres

La hausse organique de 781 millions d'euros du chiffre d'affaires du segment **Autres** est portée essentiellement par les **activités gazières** dont la hausse organique de 1 242 millions d'euros du chiffre d'affaires (+ 45,8 % par rapport à 2024) est liée à la l'augmentation des volumes livrés en 2025 par rapport à 2024. Cette évolution est compensée par la baisse organique de (453) millions d'euros de la **marge d'EDF Trading** (- 23,7 %) dans un contexte de marché moins favorable, avec des volatilités en recul et une baisse des prix par rapport à 2024.

3.5 Évolution de l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

L'EBE s'élève à 29 256 millions d'euros versus 36 523 millions d'euros en 2024, soit un recul de (7 267) millions d'euros, dans un contexte de baisse des prix de marché, grâce à la hausse de la production nucléaire en France et la croissance des activités régulées, malgré une moindre production hydraulique.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une diminution organique de (7 028) millions d'euros.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	14 592	20 950	(6 358)	-30,3%	-30,3%
France - Activités régulées	7 522	5 576	1 946	34,9%	34,9%
EDF power solutions	1 377	2 242	(865)	-38,6%	-35,8%
Dalkia	472	425	47	11,1%	11,1%
Industrie et Services	256	118	138	116,9%	162,7%
Royaume-Uni	2 268	3 485	(1 217)	-34,9%	-33,1%
Italie	1 308	1 762	(454)	-25,8%	-23,1%
Autres	1 461	1 965	(504)	-25,6%	-25,0%
EBE GROUPE	29 256	36 523	(7 267)	-19,9%	-19,2%

France - Activités de production et commercialisation

L'EBE est en recul de (6 358) millions d'euros essentiellement en raison de la baisse des prix captés à la vente (impact de (5,7) milliards d'euros). Elle s'explique notamment pour le tarif réglementé, outre la part ARENH à 42 €/MWh, par un prix de marché moyen à terme lissé pour 2025 des 2 années précédentes de 103 €/MWh versus 192 €/MWh pour 2024, et un prix de l'écrêtement ARENH de 74 €/MWh pour 2025 versus 102 €/MWh pour 2024.

La production hydraulique après une année 2024 exceptionnelle contribue également à la baisse de l'EBITDA ((1,3) milliard d'euros) ; son effet est partiellement compensé par la hausse de la production nucléaire (+ 0,7 milliard d'euros).

France - Activités régulées

La hausse de 1 946 millions d'euros de l'EBE est essentiellement portée par Enedis pour 1 860 millions d'euros. Elle s'explique principalement par un effet prix positif estimé à environ 1,6 Md€, en raison de l'évolution du TURPE⁽¹⁾ et des achats d'énergie pour compenser les pertes réseaux effectués à des prix de marché moins élevés qu'en 2024 (0,5 Md€).

EDF power solutions

L'EBE du segment EDF power solutions diminue de (865) millions d'euros par rapport à 2024.

La baisse de (520) millions d'euros de l'EBE d'**EDF power solutions** (en tant qu'entité juridique, anciennement EDF Renouvelables) provient essentiellement de la rotation du portefeuille, avec en particulier des opérations significatives sur des parcs aux États-Unis et au Brésil faites en 2024.

En **Belgique**, le recul de (96) millions d'euros de l'EBE s'explique essentiellement par un effet prix négatif, une baisse de la production, ainsi que la révision triennale des provisions nucléaires.

Au **Brésil**, l'EBE est en baisse de (214) millions d'euros du fait de la fin du *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en décembre 2024 pour laquelle un accord de cession a été signé en 2025.

Dalkia

L'augmentation de 47 millions d'euros de l'EBE de Dalkia s'explique par la performance des activités commerciales et de travaux en France et à l'international dans les services d'efficacité énergétique et les activités de décarbonation, notamment dans les réseaux de chaleur et l'industrie. Cette hausse permet de compenser la baisse d'activité liée à l'arrêt d'une partie du parc de cogénérations gaz.

Industrie et services

Les commandes pour le projet Sizewell C au Royaume-Uni et un niveau d'activité accru de la Base Installée et du Contrôle Commande aux États-Unis expliquent la hausse de l'EBE de Framatome. Les prises de commande s'établissent à environ 5,9 milliards d'euros à fin 2025.

L'EBE d'Arabelle Solutions s'élève à 12 millions d'euros ((63) millions d'euros en contributif Groupe). L'entreprise a annoncé un investissement de 350 millions d'euros d'ici 2027 pour l'extension de son usine de Belfort pour renforcer sa capacité industrielle.

Royaume-Uni

La baisse de (1 217) millions d'euros de l'EBE s'explique par le recul de la production nucléaire de 4,4 TWh en lien avec les arrêts fortuits, notamment à Hartlepool, et un programme de maintenance plus chargé, ainsi que par l'impact de la baisse des prix de marché sur les prix nucléaires réalisés.

Par ailleurs, les activités de commercialisation font face à une concurrence accrue dans un contexte de moindre volatilité des prix de marché.

(1) Indexation de + 4,8 % au 1^{er} novembre 2024 et de + 7,7 % au 1^{er} février 2025 du TURPE 6 distribution et de - 1,92 % au 1^{er} août du TURPE 7 distribution.

Italie

La baisse de (454) millions d'euros de l'EBE s'explique en particulier dans les activités gaz, par de moindres opportunités d'optimisation du portefeuille gaz à long terme.

Dans les activités de production d'électricité, la baisse de la production renouvelable, après des conditions d'hydraulicité exceptionnelles en 2024, est en partie compensée par une hausse de la production thermique.

Dans les activités de commercialisation, malgré la croissance du nombre de clients, les marges sont en retrait.

Autres

La hausse de 34 millions d'euros de l'EBE des **activités gazières** s'explique par l'optimisation des positions prises dans le contrat avec le terminal de Dunkerque, malgré une dégradation des marges dans les activités de stockage.

Dans un contexte de baisse importante des prix et de marché incertain, l'EBE d'**EDF Trading** est en baisse mais reste supérieur au niveau des résultats d'avant la crise énergétique.

3.6 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation s'établit à 13 104 millions d'euros, en baisse de (5 223) millions d'euros et en baisse organique de (5 010) millions d'euros.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %
EBE	29 256	36 523	(7 267)	-19,9%
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de trading	(611)	443	(1 054)	-237,9%
Dotations aux amortissements*	(12 451)	(11 970)	(481)	4,0%
(Pertes de valeur) / reprises	(4 165)	(1 835)	(2 330)	127,0%
Autres produits et charges d'exploitation	1 075	(4 834)	5 909	-122,2%
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	13 104	18 327	(5 223)	-28,5%

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

3.6.1 Pertes de valeur / reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2025 s'élèvent à 4 165 millions d'euros et comprennent notamment les dépréciations nettes d'actifs :

- sur le secteur Royaume-Uni pour un total de 3 578 millions d'euros dont 3 552 millions d'euros liés au Projet Hinkley Point C (HPC) (révision des coûts et du calendrier du projet, baisse du prix CfD consécutive à l'encaissement de la rémunération reçue par Hinkley Point C au titre du savoir-faire du projet HPC et de l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C pour 1 613 millions d'euros et hausse du CMPC) ;
- sur le secteur EDF power solutions pour un total de 359 millions d'euros ;
- sur le secteur France - Activités de production et commercialisation pour 177 millions d'euros.

Les principes et les résultats des tests de perte de valeur sont présentés en note 9.7 « Pertes de valeur / reprises » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

3.6.2 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation correspondent à un produit de 1 075 millions d'euros en 2025. Ils comprennent principalement la rémunération reçue par Hinkley Point C de Sizewell C pour 1 613 millions d'euros, le résultat de cession par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Snam SpA pour 152 millions d'euros et des provisions en lien avec les litiges environnementaux en Italie pour (390) millions d'euros.

3.7 Résultat financier

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(3 377)	(4 094)	717	-17,5%
Effet de l'actualisation	(3 428)	(3 190)	(238)	7,5%
Autres produits et charges financiers	5 230	6 352	(1 122)	-17,7%
RÉSULTAT FINANCIER	(1 575)	(932)	(643)	69,0%

Le résultat financier représente une charge de (1 575) millions d'euros en 2025, en diminution de (643) millions d'euros par rapport à 2024 en raison de :

- la performance du portefeuille des actifs dédiés plus faible (6,8 % vs 10,8 % en 2024), liée à des marchés actions moins favorables en 2025 (impact estimé à (1,1) milliard d'euros). Le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés est de 108,8 % versus 104,7 % à fin 2024 ;
- la gestion active de la dette, dans un contexte de recul des taux d'intérêt, qui a permis de diminuer le coût de l'endettement financier brut de 717 millions d'euros. Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,40 % à fin décembre 2025 contre 3,85 % à fin décembre 2024 ;
- la hausse des charges de désactualisation de (238) millions d'euros principalement liée à la hausse de l'assiette des provisions nucléaires, la charge 2025 embarquant, comme en 2024, un effet favorable d'une hausse du taux d'actualisation réel de 10 bp (sans impact cash).

Le résultat financier courant est en amélioration de 378 millions d'euros à (3 332) millions d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents qui sont essentiellement composés de la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés pour 1 902 millions d'euros.

3.8 Résultats nets

Le **résultat net courant** s'élève à 9 601 millions d'euros versus 15 233 millions d'euros en 2024 soit une diminution de (5 632) millions d'euros principalement due au recul de l'EBE pour (7 267) millions d'euros. La charge d'impôt est en baisse de 1 246 millions d'euros en lien avec celle du résultat, malgré un taux effectif d'impôt de 31,6 %, impacté notamment par la contribution exceptionnelle.

Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS. Il correspond au résultat net part du Groupe, 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 »).

Le **résultat net part du Groupe** de 8 367 millions d'euros versus 11 406 millions d'euros en 2024 est en recul de (3 039) millions d'euros en raison, d'une part du recul de l'EBE et d'autre part des principaux éléments après impôt non courants suivants :

- une dépréciation de la valeur du projet Hinkley Point C pour 2,5 milliards d'euros essentiellement en raison de la baisse de 3 £₂₀₁₂/MWh du contrat pour différence à 89,5 £₂₀₁₂/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C, intégralement compensée par le versement à Hinkley Point C de 1,6 Md£ au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié, et du décalage de 12 mois de la mise en service de l'Unité 1 lié aux travaux électromécaniques ;
- la variation de juste valeur des instruments financiers et les dépréciations de prêts actionnaires pour (827) millions d'euros ;
- la variation de la volatilité des commodités pour (772) millions d'euros.

4 Cash-flow et endettement financier net

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %
EBE	29 256	36 523	(7 267)	-19,9%
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE ⁽¹⁾	1 002	(1 522)	2 524	-165,8%
EBE Cash	30 258	35 001	(4 743)	-13,6%
Variation du besoin en fonds de roulement net	2 079	(1 452)	3 531	-243,2%
Investissements nets ⁽²⁾	(24 026)	(22 402)	(1 624)	7,2%
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	1 252	53	1 199	n.a.
Cash-flow opérationnel	9 563	11 200	(1 637)	-14,6%
Cessions d'actifs	868	9	859	n.a.
Impôt sur le résultat payé	(2 668)	(3 384)	716	-21,2%
Frais financiers nets de produits financiers	(1 796)	(2 362)	566	-24,0%
Actifs dédiés	(136)	(344)	208	-60,5%
Dividendes versés en numéraire	(2 966)	(1 252)	(1 714)	136,9%
Cash-flow Groupe	2 865	3 868	(1 003)	-25,9%
Emissions TSDI	1 236	1 728	(492)	-28,5%
Rachats TSDI	(1 234)	(3 742)	2 508	-67,0%
Autres variations monétaires	147	(523)	670	-128,1%
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	3 014	1 332	1 682	126,3%
Effet de la variation de change	177	(240)	417	-173,8%
Autres variations non monétaires	(342)	(1 057)	715	-67,6%
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	2 849	35	2 814	n.a.
Endettement financier net ouverture	54 346	54 381	(35)	-0,1%
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	51 496	54 346	(2 850)	-5,2%

(1) Les éléments non monétaires incluent 1 869 millions d'euros de variation de juste valeur chez EDF trading.

(2) 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.

4.1 Cash-flow opérationnel

Le **cash-flow opérationnel** s'établit à 9 563 millions d'euros. Il est essentiellement lié au cash généré par les activités régulées et non régulées en France et les activités de trading, ainsi que l'encaissement de 1,6 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié.

Le **besoin en fonds de roulement** diminue de 2 079 millions d'euros, essentiellement en raison de :

- une amélioration de 3 498 millions d'euros en raison de la diminution des créances clients liée principalement à la baisse des prix ;
- une dégradation de 1 400 millions d'euros liée à un déficit de compensation des charges dans le mécanisme de CSPE.

4.1.1 Investissements nets

Les **investissements nets** (hors cessions) atteignent **24 026 millions d'euros**, en hausse de 1 624 millions d'euros en raison principalement du projet Hinkley Point C et du programme EPR2, ainsi que du développement et de l'adaptation des réseaux au changement climatique. En 2024, les investissements intégraient l'acquisition d'Arabelle Solutions et des 5 % d'Assystem dans le capital de Framatome pour 0,9 milliard d'euros.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	7 865	8 471	(606)	-7,2%
France - Activités régulées	6 524	5 582	942	16,9%
EDF power solutions	1 650	2 020	(370)	-18,3%
Dalkia	455	391	64	16,4%
Industrie et Services	822	511	311	60,9%
Royaume-Uni	5 908	5 007	901	18,0%
Italie	703	612	91	14,9%
Autres	99	(192)	292	-152,1%
INVESTISSEMENTS NETS	24 026	22 402	1 624	7,2%

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en baisse de (606) millions d'euros, principalement du fait de l'acquisition d'Arabelle Solutions et du rachat des parts d'Assystem dans Framatome réalisées en 2024, sans équivalent en 2025, partiellement compensées par la montée en puissance du projet EPR2 et de l'augmentation des investissements sur le parc existant (Grand Carénage).

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** sont en augmentation de 942 millions d'euros en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements, renforcement et modernisation du réseau et du projet Insulaire Larivot.

Les investissements nets du nouveau segment **EDF power solutions** sont en baisse de (370) millions d'euros essentiellement liée à des opérations de refinancement sur les actifs existants.

Au **Royaume-Uni**, la hausse des investissements nets de 901 millions d'euros traduit la poursuite du chantier Hinkley Point C pour 0,7 milliard d'euros ainsi qu'un effet positif de 0,3 milliard d'euros lié à Sizewell C avec le remboursement des frais développement pour 0,6 milliard d'euros et un réinvestissement de (0,3) milliard d'euros. Pour rappel, le projet Sizewell C a été déconsolidé en décembre 2024.

Les investissements nets du segment **Industrie et Services** sont en augmentation de 311 millions d'euros en raison de croissances externes réalisées par Framatome (sociétés Valseve et Segault), et ceux du segment **Autres** sont en hausse de 290 millions d'euros, en lien avec les financements externes reçus par EDF IG en 2024 sans équivalent en 2025.

4.2 Cash-flow Groupe et autres éléments

Le **cash-flow Groupe** s'établit à 2 865 millions d'euros versus 3 868 millions d'euros à la fin 2024. Il s'explique par un cash-flow opérationnel de 9 563 millions d'euros, les cessions réalisées par Edison de son activité de stockage de gaz en Italie (Stoccaggio), d'Elpedison et la réception d'un complément de prix sur la cession de son activité E&P (Cassiopea), pour 852 millions d'euros, et la distribution d'une prime d'émission de 2 000 millions d'euros à l'État.

4.2.1 Actifs dédiés

Conformément à la loi n° 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.

Les flux nets sur actifs dédiés s'élèvent à (136) millions d'euros à fin décembre 2025. Ils correspondent :

- 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 réinvestissements des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts).

À fin décembre 2025, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,8 % versus 104,7 % à fin décembre 2024. Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2025 et aucune dotation n'a été réalisée sur la période.

4.2.2 Distributions de l'émetteur

À fin décembre 2025, le Groupe a distribué 2 966 millions d'euros, dont :

- 2 000 millions d'euros distribués à l'État français, son actionnaire unique, imputés sur les primes liées au capital social ;
- 533 millions d'euros envers les porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée ;
- 433 millions d'euros de dividendes versés par des filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires.

4.2.3 Autres variations non monétaires

L'effet de change a un impact favorable de 177 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, principalement lié à la dépréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro⁽¹⁾.

Les autres variations non monétaires s'établissent à (342) millions d'euros à fin décembre 2025 contre (1 057) millions à fin décembre 2024. Elles sont principalement constituées des nouveaux contrats de location (IFRS 16), de variations de juste valeur de la dette et d'intérêts courus sur les dettes financières. La variation par rapport à décembre 2024 s'explique principalement par les variations de juste valeur de la dette compte tenu de l'appréciation de l'euro face aux autres monnaies.

4.3 Endettement financier net

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

L'endettement financier net atteint 51 496 millions d'euros à la fin 2025, en diminution de 2 850 millions d'euros par rapport à fin 2024. Cette baisse est portée principalement par le cash-flow Groupe positif.

EDF a émis plus de 4,9 milliards d'euros d'obligations vertes pour financer le développement de ses activités nucléaires et renouvelables, y compris Hinkley Point C après l'élargissement du *Green Financing Framework*.

Amélioration de la notation d'EDF par S&P à BBB+ stable en janvier 2026.

4.3.1 Décomposition de l'endettement financier net

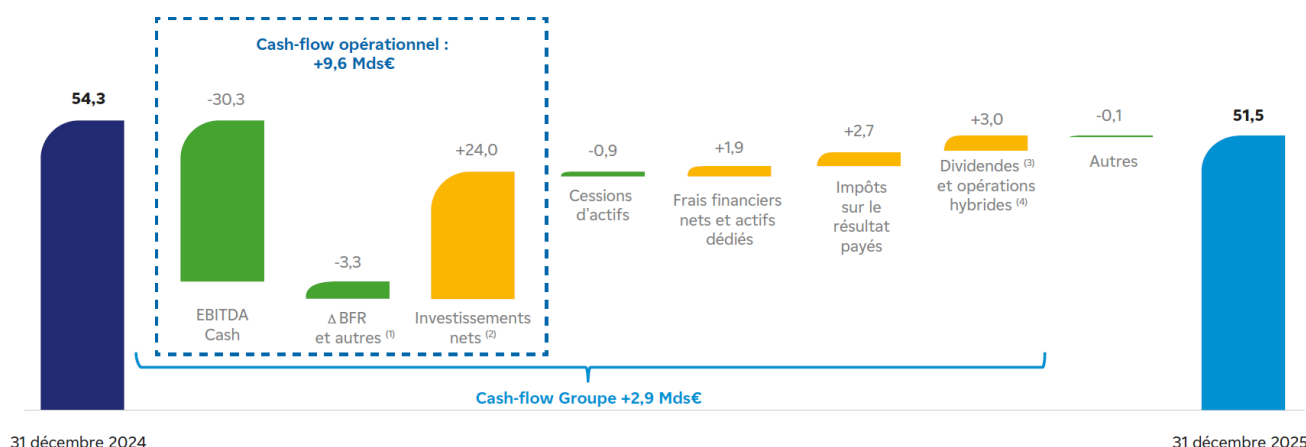
(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Emprunts et dettes financières ⁽¹⁾	84 238	81 802
Dérivés de couvertures des dettes et appels de marge versés ⁽²⁾	(415)	(1 872)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 641)	(7 597)
Titres de dettes et de capitaux propres- Actifs liquides	(24 700)	(17 999)
Dérivés de couverture des actifs liquides	14	12
ENDETTEMENT FINANCIER NET	51 496	54 346

(1) Comprend un montant d'appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Incluant au 31 décembre 2025 (902) millions d'euros d'appels de marge versés sur dérivés de couverture des dettes comptabilisés en « Prêts et créances financières » ((151) millions d'euros au 31 décembre 2024 comptabilisés en "Trésorerie et équivalents de trésorerie", non retraités dans l'information comparative).

4.3.2 Variation de l'endettement net

En milliards d'euros



(1) Dont 2,1 Md€ de variation du BFR et 1,6 Md€ correspondant au versement réalisé par Sizewell (savoir-faire et effet de série de Hinkley Point C).

(2) Investissements nets y compris subventions et rotation de portefeuille d'actifs.

(3) Dont 2 Md€ de distribution de primes d'émission à l'État.

(4) L'annonce du remboursement le 16 Décembre 2025 des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 et le 22 janvier 2014 entraîne leur reclassement en autres dettes financières pour le montant total restant en circulation de 0,5 Md€.

(1) Dépréciation de 4,98 % de la livre sterling face à l'euro : 1,1460 €/£ au 31 décembre 2025 et 1,2060 €/£ au 31 décembre 2024. Dépréciation de 11,58 % du dollar américain face à l'euro : 0,8511 €/\$/ au 31 décembre 2025 et 0,9626 €/\$/ au 31 décembre 2024.

5 Perspectives

EBE 2026 solide, attendu en léger retrait dans un contexte de baisse des prix de marché.

Production nucléaire en France, estimée à 350-370 TWh en 2026 et 2027, et à 345-375 TWh en 2028.

Objectifs 2027 confirmés⁽¹⁾

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

Dette économique ajustée / EBE ajusté⁽²⁾ : $\leq 4x$

(1) Sur la base du périmètre, des taux de change, des lois et règlements en vigueur au 01/01/2026 et d'une hypothèse de production nucléaire en France y compris Flamanville 3 de 350-370 TWh en 2026 et 2027.

(2) Ratio à méthodologie S&P constante.