

Résultats semestriels 2025

24 juillet 2025



Avertissement

Cette présentation est uniquement destinée à des fins d'information et ne constitue pas une offre ou une sollicitation pour la vente ou l'achat de titres, d'une partie de l'entreprise ou des actifs décrits ici, ou de tout autre intérêt, aux États-Unis ou dans tout autre pays.

La présente communication contient des déclarations ou informations prospectives. Bien qu'EDF estime que les attentes reflétées dans ces déclarations prospectives sont basées sur des hypothèses raisonnables au moment où elles sont faites, ces hypothèses sont intrinsèquement incertaines et impliquent un certain nombre de risques et d'incertitudes qui sont hors du contrôle d'EDF. Par conséquent, EDF ne peut donner aucune garantie que ces hypothèses se réaliseront. Les événements futurs et les résultats réels, financiers ou autres, peuvent différer sensiblement des hypothèses évoquées dans les déclarations prospectives en raison des risques et des incertitudes, y compris, et sans limitation, les changements possibles dans le calendrier et la réalisation des transactions qui y sont décrites.

Les risques et incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par EDF auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » du document d'enregistrement universel (URD) d'EDF (sous le numéro D.25-0183) enregistré auprès de l'AMF le 27 mars 2025, consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse www.amf-france.org ou celui d'EDF à l'adresse www.edf.fr ainsi que le rapport d'activité au 31 décembre 2024, consultable en ligne sur le site internet d'EDF.

EDF ni aucun de ses affiliés ne s'engage ni n'a l'obligation de mettre à jour les informations de nature prospective contenues dans ce document pour refléter les faits et circonstances postérieurs à la date de cette présentation.



Résultats **semestriels** **2025**

Bernard Fontana
Président-Directeur général

Sûreté, santé et sécurité, priorités n°1 du groupe EDF

Sûreté nucléaire

> Événements ESS de niveau 1 et plus ⁽¹⁾



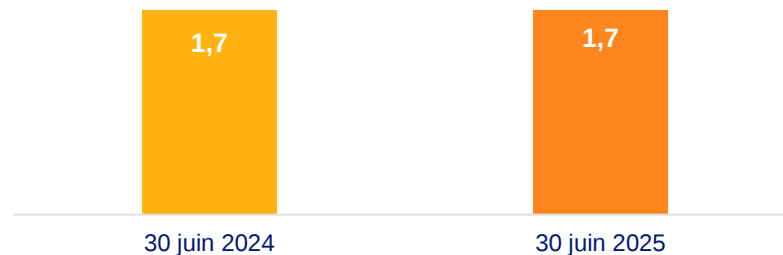
Absentéisme inférieur à la moyenne nationale mais avec des marges de progrès ⁽³⁾

(en nombre de jours par employé, sur 12 mois glissants)



Santé et sécurité

> LTIR ⁽²⁾ :



- Déploiement des démarches de prévention dans le groupe



(1) Événements significatifs de sûreté, hors Flamanville 3, rapportés au nombre de réacteurs, sur 12 mois glissants sur l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*).

(2) Lost Time Incident Rate salariés Groupe et prestataires. Nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle, avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois glissants rapporté à un million d'heures travaillées.

(3) L'absentéisme regroupe toutes les absences pour maladie et accident, quelles que soient l'origine et la durée (cela intègre également les temps partiels thérapeutiques). Soit un taux d'absentéisme de 4 % pour le groupe EDF. Selon le baromètre AXA, le taux en France était de 4,5 % à fin 2024, tous secteurs confondus.

Lead time : démarche en cours de déploiement

Des victoires dans plusieurs BU

> Production nucléaire

Résultats du programme START 2025 (objectif d'augmenter l'efficacité du parc dans un contexte de programme de maintenance chargé avec le Grand Carénage)

- Optimisation des arrêts de tranche : 13 arrêts plus courts que prévu sur 22 arrêts
- Amélioration des arrêts de tranches : + 6,6 TWh vs S1 2024

> EPR2

- Signature du pacte de performance pour le programme EPR2 avec les membres du GIFEN ⁽¹⁾ : mise en œuvre de méthodes en vue d'atteindre les objectifs de performance, de sûreté, de sécurité, de qualité et de délais du programme EPR2
- Surveillance optimisée de 113 usines avec des gains de 30 % de lead time

> Framatome

- 80 % de traitement des non-conformités en boucle courte sur l'usine Framatome Saint Marcel (passage de 38 à 6 jours)

> Hydraulique

- Expérimentation d'un dispositif de capteurs et de mesures d'auscultation des barrages (objectif de gagner 1 à 3 jours-homme par mois d'intervention)

> CST (Clients, Services et Territoires)

- Pour les clients entreprises
 - Automatisation des demandes répétitives : mise en œuvre de 50 leviers d'efficacité pour optimiser du temps de traitement des demandes clients (objectif - 70 000 heures par an)
- Pour les clients particuliers au tarif régulé (TRV)
 - Optimisation de la répartition des appels (20 à 40 secondes de réduction estimée du temps d'attente des clients)

> EDF Energy

- Doublement du nombre de clients de détail servis par conseiller tout en améliorant la satisfaction des clients grâce à de nouvelles méthodes de travail soutenues par une nouvelle plateforme de gestion de la relation client

(1) Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire.



Le groupe EDF au service de la souveraineté énergétique et industrielle

Accélération du déploiement de la politique commerciale

> Contrats de fourniture à moyen terme

- **Plus de 12 000 signés** depuis fin 2023, soit 22 TWh pour 2028, 16 TWh pour 2029 et 2 TWh pour 2030, dont :
 - 60% des volumes pour l'industrie
 - Ouverture en 2025 des offres aux PME

> Contrats long terme pour les industriels électro-intensifs

- **2 contrats d'allocation de production nucléaire signés** et **12 lettres d'intention** pour près de **16 TWh annuels**
- **1 contrat signé** avec Aluminium Dunkerque et **2 protocoles d'accord** signés avec Arkema et Kem One pour un **approvisionnement en électricité pour 10 ans**

> Portefeuille client et consommation stables

- 29,7 M de clients résidentiels dans les pays du G4 ⁽¹⁾
- 227,6 TWh consommés en France ⁽²⁾

(1) Hors clients SEI et ES.

(2) Consommation non corrigée.

Décarbonation et électrification des usages

> **Obtention** par Dalkia de la délégation de service public pour le renouvellement et l'extension du **réseau de chaleur de Lille** pour 20 ans

- Production à **95 % bas carbone**
- **165 000 tCO₂ évitées par an**

> Résultat de l'appel à manifestation d'intérêt pour l'implantation de **datacenters** en France : les lauréats sélectionnés pour entrer en négociations finales avec EDF sont Opcore (filiale d'Iliad et d'InfraVia) et Eclairion

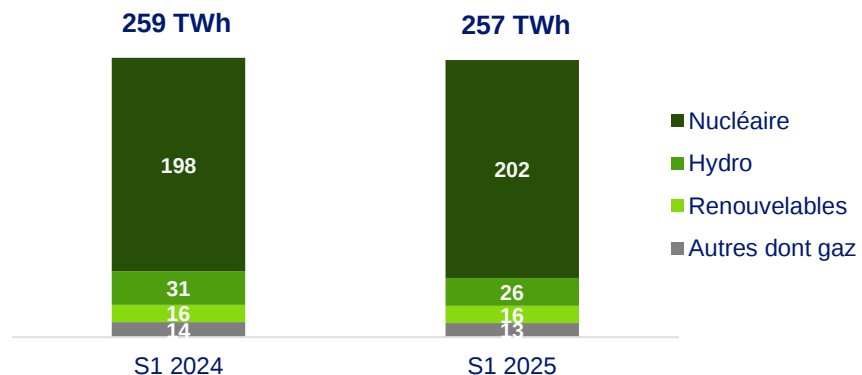
- ~1 GW de puissance sur 3 sites appartenant à EDF

> **+ 12 % de points de charge** de véhicules électriques déployés ou gérés vs fin juin 2024



Production stable et poursuite du développement des projets bas carbone

Performance opérationnelle



> Production stable

- **Nucléaire en France :**
 - + 4,4 TWh de production
 - Modulation : 18,3 TWh ⁽¹⁾
- **Hydraulique :** - 5,2 TWh, après une hydraulicité exceptionnelle en 2024

> Production décarbonée : 95 %

26 gCO₂/kWh d'intensité carbone (- 10 % vs S1 2024)

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

(2) Sous réserve de l'approbation de l'aide d'État par la Commission européenne.

Projets nouveau nucléaire

> Flamanville 3

- Poursuite de la montée en puissance, objectif 100 % d'ici la fin de l'été

> EPR2

- Accord sur les principales modalités de soutien du programme finalisé avec l'Etat ⁽²⁾
- Débats publics réalisés pour les 3 sites (Penly, Gravelines, Bugey)
- Penly : poursuite des travaux préparatoires à la construction des 2 réacteurs
- Fabrication des premiers composants par Framatome

> Hinkley Point C

- Mobilisation pour le lot électromécanique de l'unité 1, pose du dôme de l'unité 2

> Sizewell C

- Signature d'un accord pour l'investissement progressif maximum de 1,1 Md£ à partir de l'automne. EDF détiendra alors environ 12,5% du capital

Projets renouvelables

> Eolien en mer

- Mise en service complète de Provence Grand Large, 1^{er} parc flottant du Groupe (25 MW, France)
- Reprise des travaux sur le chantier du Calvados (450 MW, France)
- Mise en service du parc Neart na Gaoithe (450 MW, Écosse)

> Hydraulique

- Mise en service complète du barrage de Nachtigal (420 MW, Cameroun)



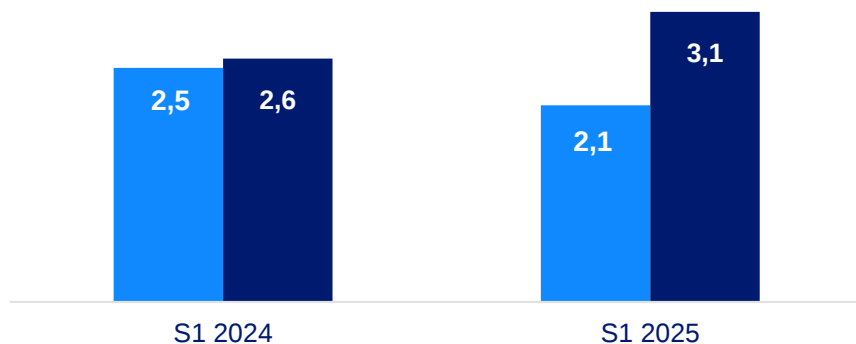
Des réseaux engagés au service de la transition énergétique

Raccordements

- - 16 % de puissance installée de bornes de recharges de véhicules électriques vs S1 2024
- + 16 % de capacités renouvelables raccordées au réseau de distribution vs S1 2024

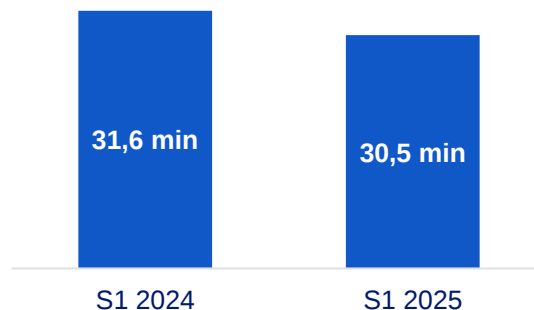
(en GW)

- Bornes de recharge de véhicules électriques
- Capacités renouvelables



Qualité des réseaux

- Enedis : 30,5 minutes de temps moyen de coupure, hors éléments exceptionnels (critère B HIX), vs 31,6 minutes au S1 2024



Réponse aux enjeux d'adaptation climatique

- Cyclone Garance à la Réunion : plus de 500 techniciens mobilisés et envoi de matériel à EDF SEI
- Tempête Eowyn en Irlande : envoi d'une cohorte de 50 techniciens en appui de l'opérateur du réseau irlandais

- La hausse des investissements pour l'adaptation au changement climatique, la résilience du réseau et la connexion de nouveaux usages et capacités expliquent la hausse du TURPE en 2025



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

Augmentation de la flexibilité dans la production

- Niveau de consommation électrique stable et intermittence des renouvelables entraînant une forte volatilité des prix
 - **769 heures, soit 18 % du temps avec des prix horaires inférieurs à 10 €/MWh**
- Capacités de flexibilité mobilisées
 - **Modification des contrats d'achat de 3 parcs éoliens en mer** en France pour l'arrêt de tout ou partie de la production en période de prix négatifs
 - **Hausse de la modulation ⁽¹⁾ du nucléaire** de 16 % vs S1 2024
 - **Stockage** : 3 GW de projets en développement/construction

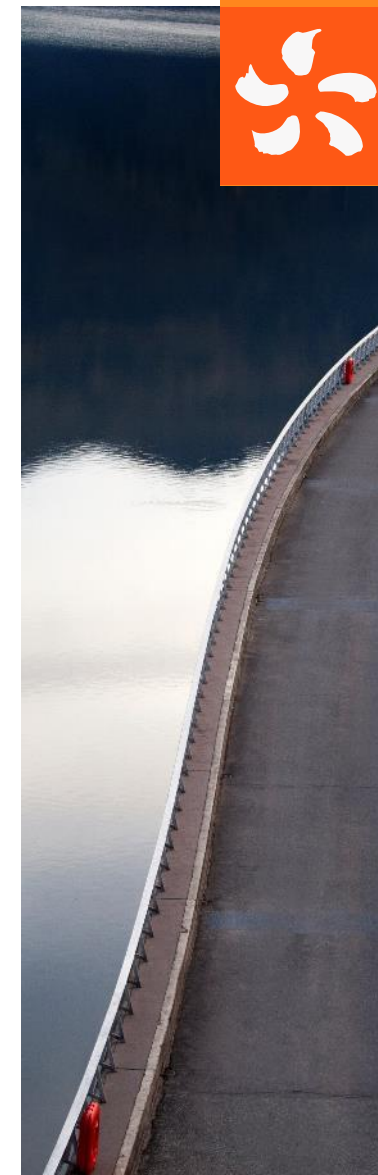
Heures pleines / heures creuses

- Préparation à l'évolution du régime des heures creuses piloté par la CRE pour s'adapter à l'évolution des besoins du réseau et du mix énergétique (hausse de la production solaire)

Déploiement des offres de flexibilité pour les clients

- **Points de charge**
 - **+ 16 % de points de charge pilotables** pour la recharge des véhicules électriques, soit 31 500 points de charge à fin juin 2025
- **Offres de flexibilité clients**
 - **+ 10 % de clients résidentiels en France avec une offre de flexibilité**, soit 1,3 million de clients
 - Clients industriels : signature d'un **contrat d'effacement** avec un aciériste

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



Principaux indicateurs S1 2025

➤ **244 TWh**
Production décarbonée
vs 245 TWh au S1 2024

➤ **26 gCO₂/kWh**
Intensité carbone
vs 29 gCO₂/kWh au S1 2024

➤ **7,9 Mds€**
Cash-flow opérationnel
vs 5,9 Mds€ au S1 2024

➤ **15,5 Mds€**
EBITDA
vs 18,7 Mds€ au S1 2024





Résultats **semestriels** 2025

Nathalie Pivet

Directrice Exécutive Groupe Performance
Impact Investissement & Finance

Résultats financiers à l'attendu



En milliards d'euros	S1 2024	S1 2025	Variation organique
Chiffre d'affaires	60,2	59,4	- 1,7 %
EBITDA	18,7	15,5	- 16,8 %
EBIT	9,6	9,0	- 5,8 %
Résultat net courant	8,4	5,5	- 33,6 %
Résultat net - part du Groupe	7,0	5,5	- 21,2 %
Cash-flow opérationnel	5,9	7,9	+ 33,9 %

50,0 Mds€

Endettement financier net (EFN)

vs 54,4 Mds€ fin 2024

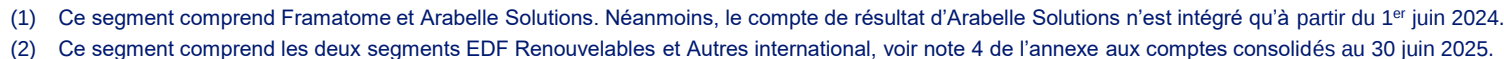
1,50x

Ratio EFN / EBITDA ⁽¹⁾

(1) Ratio calculé sur la base d'un EBITDA sur 12 mois glissants.



(en milliards d'euros)

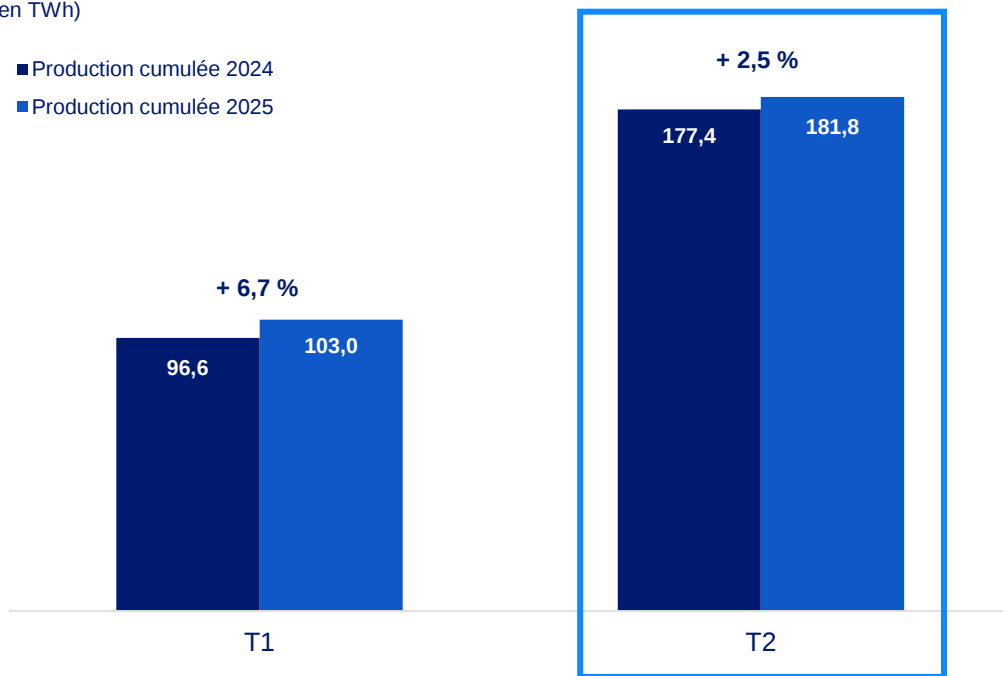


Production nucléaire et hydraulique en France

Production nucléaire

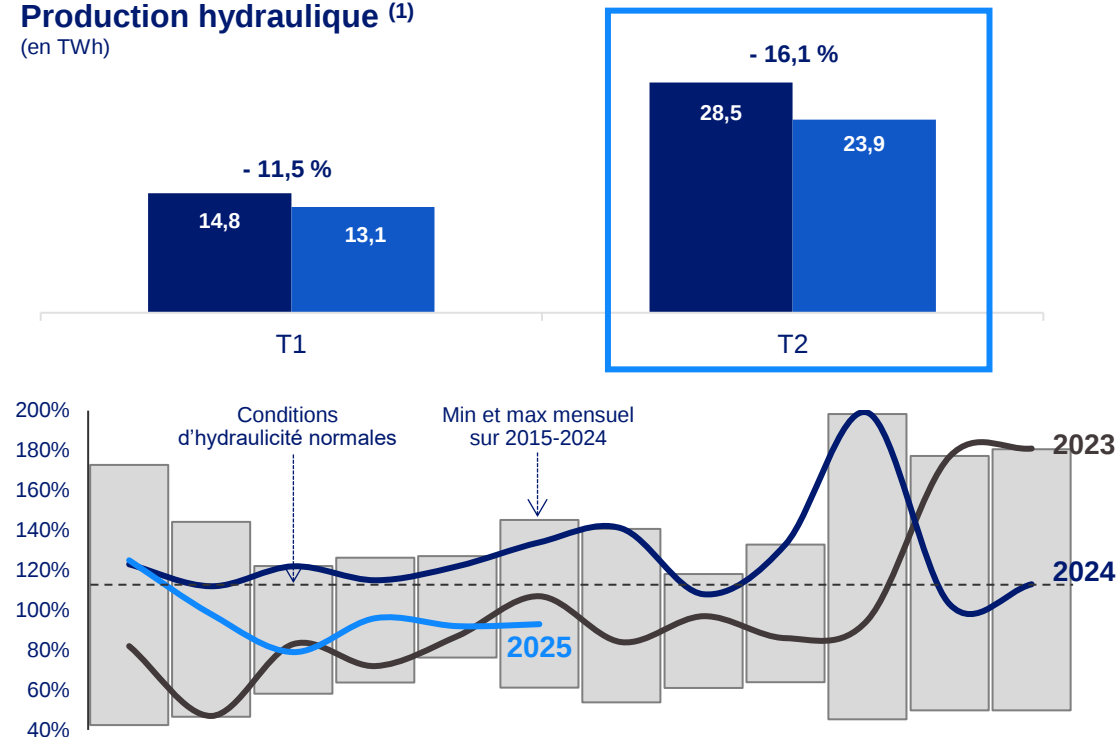
(en TWh)

- Production cumulée 2024
- Production cumulée 2025



Production hydraulique (1)

(en TWh)



- + 4,4 TWh de production nucléaire en France vs S1 2024 :
- bonne disponibilité des réacteurs et arrêts de tranche maîtrisés,
- forte modulation et impact des fortes chaleurs.

- - 4,6 TWh de production hydraulique en France vs S1 2024 :
- conditions d'hydraulicité exceptionnelles en 2024,
- disponibilité élevée des installations.

(1) Production après déduction du pompage : 24,5 TWh au S1 2024 / 19,7 TWh au S1 2025.

EBIT

<i>En milliards d'euros</i>	S1 2024	S1 2025	<i>Variation</i>
EBITDA	18,7	15,5	- 3,2
Volatilité des commodités	0,7	(0,1)	- 0,8
Dotations aux amortissements	(5,8)	(6,1)	- 0,3
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation ⁽¹⁾	(4,0)	(0,3)	+ 3,7
EBIT	9,6	9,0	- 0,7

(1) Au S1 2024, estimation des coûts prévisionnels suite à la révision du scénario d'entreposage des combustibles usés en France pour 3,2 Mds€.

Résultat financier

<i>En milliards d'euros</i>	S1 2024	S1 2025	<i>Variation</i>
Coût de l'endettement financier brut	(2,0)	(1,6)	+ 0,4
<i>dont charges d'intérêts</i>	(2,0)	(1,7)	+ 0,2
Charges de désactualisation	(1,3)	(1,5)	- 0,2
Autres produits et charges financiers	3,3	1,8	- 1,5
<i>dont variation nette de juste valeur des titres de dette et de capitaux propres des actifs dédiés</i>	1,8	0,3	- 1,5
Résultat financier	(0,0)	(1,3)	- 1,2
<i>Hors éléments non récurrents, avant impôts (dont variation nette de la JV des instruments financiers IFRS 9)</i>	(1,7)	(0,3)	+ 1,4
Résultat financier courant	(1,7)	(1,6)	+ 0,1

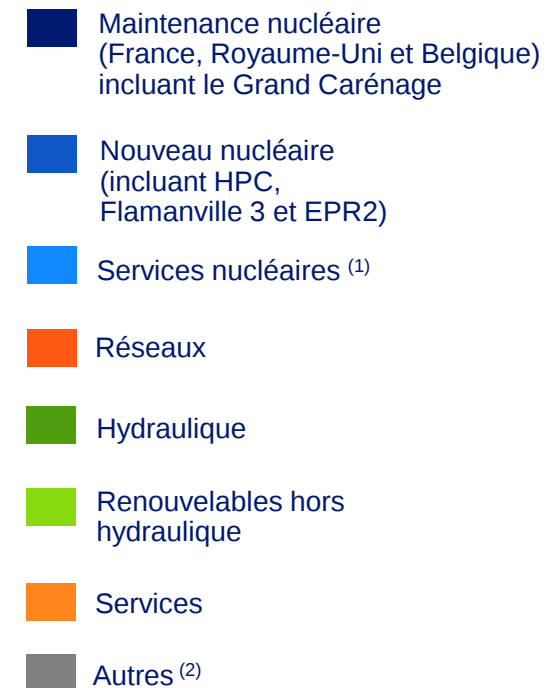
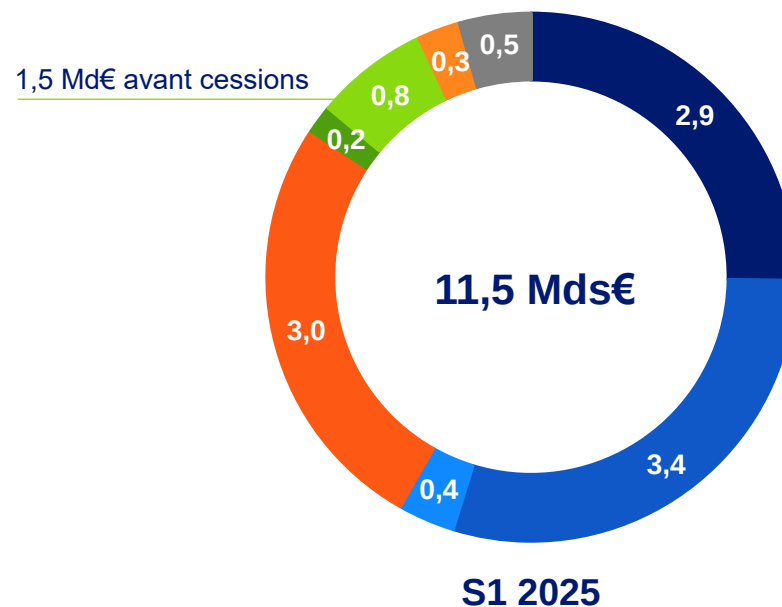
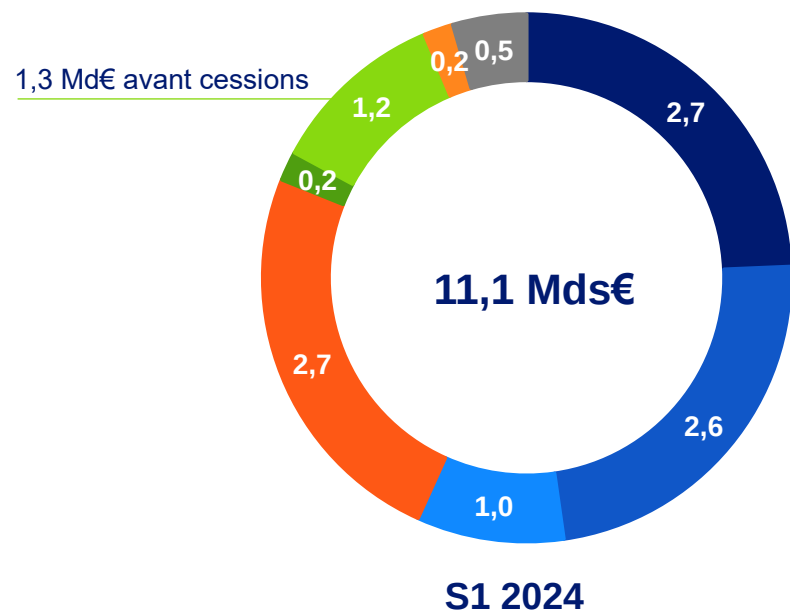
- Diminution du coût de l'endettement financier
- Taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés en France : 106,3 % vs 106,5 % à fin juin 2024
 - Performance du portefeuille des actifs dédiés : 1,9 % vs 5,5 % au S1 2024, principalement due à la dégradation des marchés actions
 - Hausse de 10 bps du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires au S1 2024 et au S1 2025

Résultat net

<i>En milliards d'euros</i>	S1 2024	S1 2025	<i>Variation</i>
EBIT	9,6	9,0	- 0,7
Résultat financier	0,0	(1,3)	- 1,2
Impôts sur les résultats	(2,5)	(2,3)	+ 0,2
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	0,2	0,3	+ 0,1
(-) Déduction du résultat net – part des minoritaires	(0,3)	(0,2)	+ 0,1
Résultat net – part du Groupe	7,0	5,5	- 1,6
(-) Variation de la juste valeur des instruments financiers et des commodités	(1,7)	(0,1)	+ 1,6
(-) Pertes de valeur	0,3	0,2	- 0,1
(-) Autres éléments	2,7	0,0	- 2,7
Neutralisation des éléments non récurrents nets d'impôts	1,3	0,0	- 1,3
Résultat net courant	8,4	5,5	- 2,9

Investissements nets en croissance

(en milliards d'euros)



➤ Au S1 2025, près de **93 %** des investissements sont alignés avec l'objectif net zéro émission du Groupe

NB : Investissements nets y compris subventions et rotation de portefeuille d'actifs.

(1) Framatome et Arabelle Solutions depuis juin 2024. Au S1 2024, acquisition d'Arabelle Solutions et des 5 % de Framatome détenus par Assystem pour 0,9 Md€.

(2) Dont fonctions centrales, immobilier et gaz.

Un cash-flow Groupe positif permettant une diminution de l'endettement financier net

(en milliards d'euros)



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

(2) Dont 2 Mds€ de distribution de primes d'émission à l'Etat.



Perspectives

Bernard Fontana
Président-Directeur général

Priorités

Fournir une électricité fiable, compétitive, décarbonée et souveraine, grâce à une santé-sécurité de référence, une expertise renforcée, et un focus sur le lead time :

➤ **Fournir une électricité compétitive à tous nos clients et accélérer l'électrification**

- Poursuite du déploiement de la politique commerciale
- Développement de nouvelles offres pour l'implantation de datacenters
- Poursuite du développement d'offres de services pour l'électrification des usages

➤ **Retrouver des hauts niveaux de production nucléaire**

- Estimation de production nucléaire en France : 350-370 TWh en 2025, 2026 et 2027 (y compris Flamanville 3) pour viser 400 TWh en 2030, dans un contexte d'adaptation au changement climatique

➤ **Maîtriser les délais et les coûts des projets nucléaires**

- Montée en cadence sur les lots électromécaniques sur Hinkley Point C
- Présentation du dossier sur les modalités de financement du programme EPR2 par l'État à la Commission européenne
- Finalisation fin 2025 du devis du programme EPR2
- Montée en cadence sur les projets EPR2

➤ **Permettre la relance de l'investissement dans le parc hydroélectrique**

➤ **Mener à bien les projets d'éolien en mer et poursuivre le développement des renouvelables avec un modèle d'affaires moins demandeur en capitaux**

➤ **Se mobiliser sur le cash-flow opérationnel**

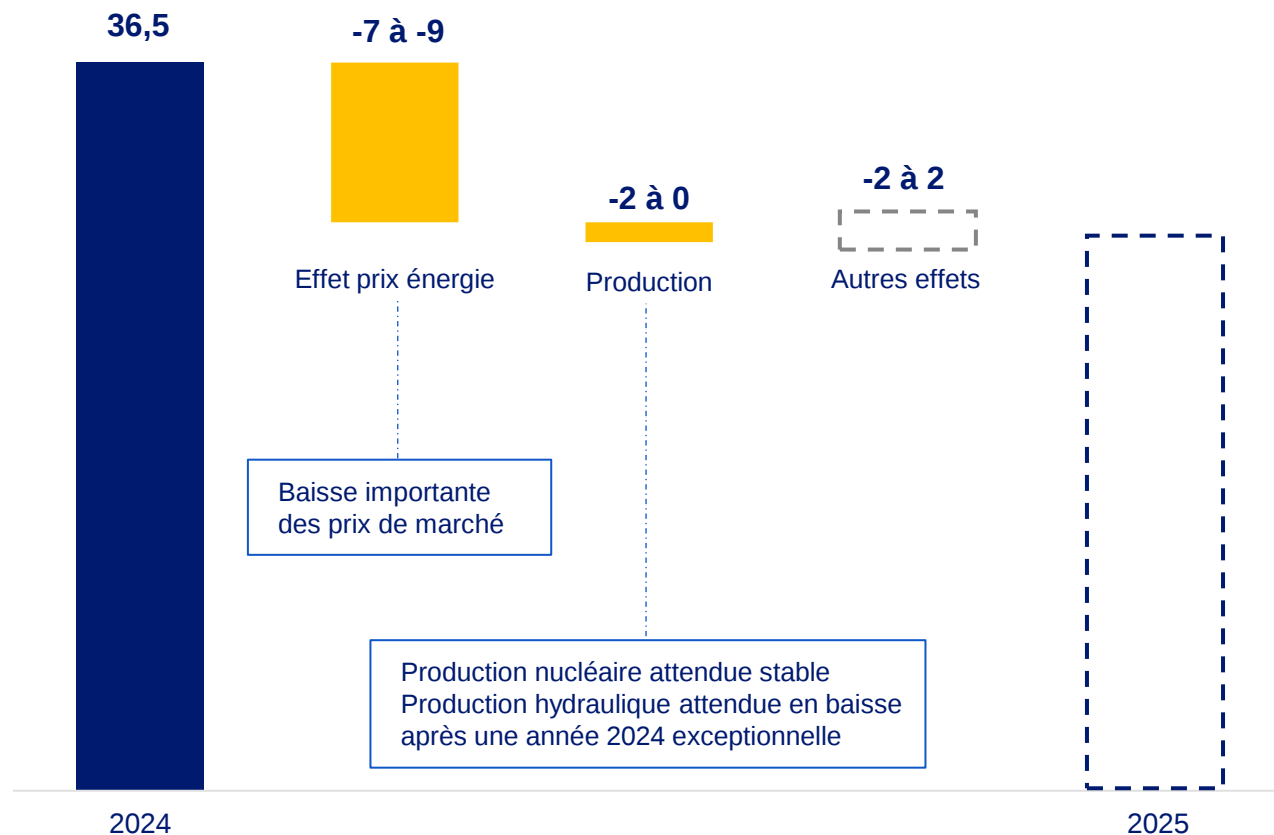
- Lancement d'un programme de réduction des frais généraux
- Sélectivité des investissements



Projections : un EBITDA solide dans un contexte de baisse des prix du marché

EBITDA 2025

(en milliards d'euros)



Objectifs 2027

$\leq 2,5x$

Endettement financier net
/ EBITDA ⁽¹⁾

$\leq 4x$

Dette économique ajustée
/ EBITDA ajusté ⁽¹⁾⁽²⁾

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2025 et d'une hypothèse de production nucléaire en France y compris Flamanville 3 de 350-370 TWh en 2025, 2026 et 2027

(2) Ratio à méthodologie S&P constante.



Des équipes engagées et mobilisées

Poursuite de la dynamique de recrutements

- 3 500 recrutements en France au S1 2025
- 970 recrutements au Royaume-Uni au S1 2025
- 4 500 apprentis recrutés en France en 2024

Fierté de travailler au sein d'EDF

- Indice d'engagement de **75 %**
- **87 %** des salariés sont fiers de travailler pour leur unité

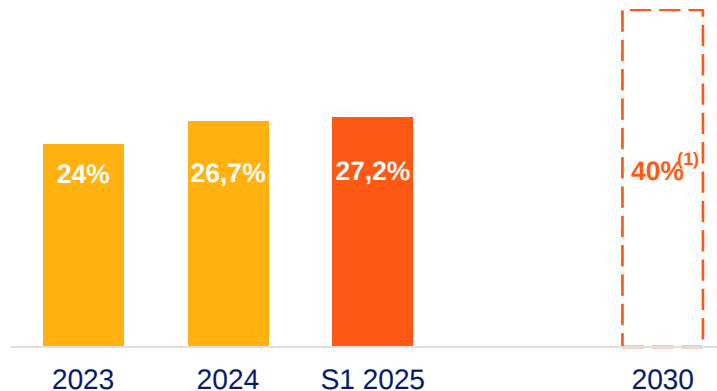
Solidarité entre équipes

- **Mobilisation des équipes** du Groupe lors d'**événements climatiques** pour assurer la fourniture d'électricité (comme lors des tempêtes à Mayotte, à La Réunion)

« **Fier d'être EDF !** »

(1) En particulier pour EDF SA, en application de la loi, cet objectif sera atteint le 1^{er} mars 2029.

Proportion de femmes parmi les dirigeants





2025
Half-year results
Complementary book



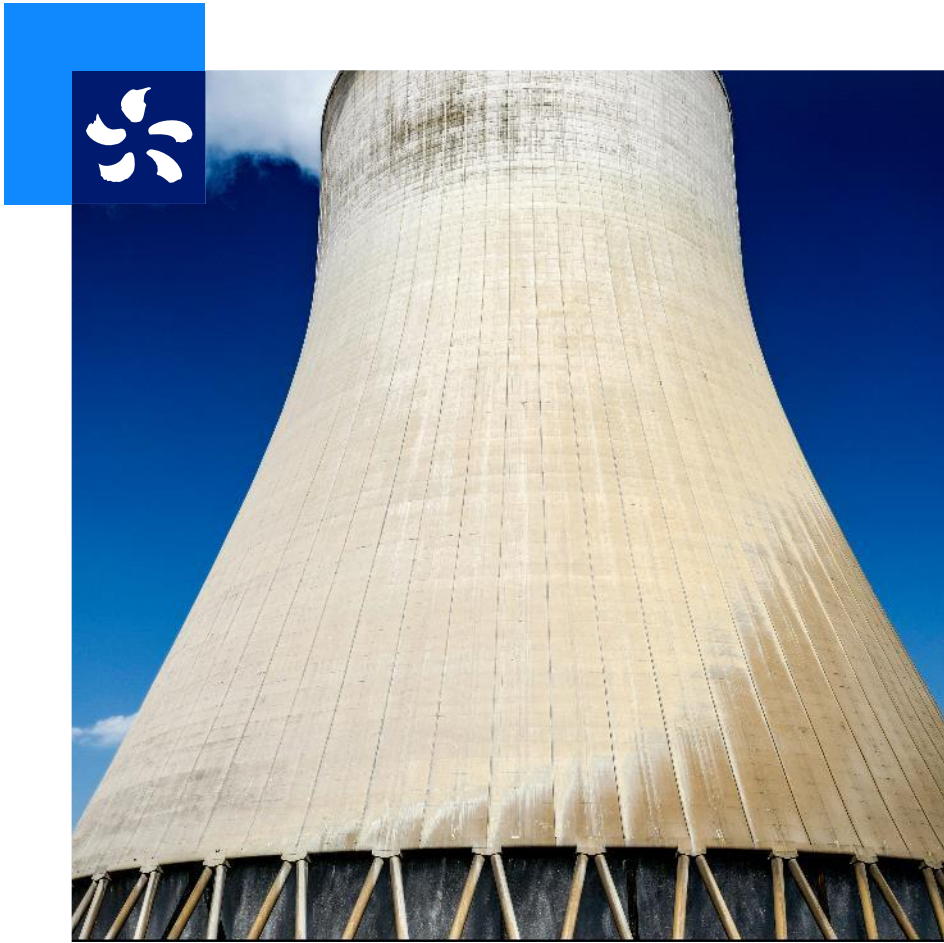


Table of contents

- | | | | |
|----------|--|----------|------------------------------|
| 1 | Strategic projects (p.26) | 4 | Financing & liquidity (p.46) |
| 2 | Operational data (p.30) | 5 | ESG (p.54) |
| 3 | Consolidated financial statements (p.37) | 6 | Market data (p.57) |



1

Strategic projects

EPR2 programme in France

Main aspects

- › European Pressurised Reactor EPR2 of **1.6GW/reactor**.
- › **Programme of 3 pairs of reactors** to benefit from series effects in technological terms: equipment purchasing, construction-phase services, operation and maintenance.
- › **Integrating feedback** from other EPR built worldwide and from the fleet in operation.
- › **EPR2 is an upgraded EPR** with same safety level (one of the highest in the world), same power and environmental performance and with standardised and optimised construction process.
- › A reactor first licensed for French market.
- › In 2026, EDF will submit to the French State a comprehensive proposal regarding the potential construction of **8 additional EPR2** reactors.

Progress

- › **Development of the detailed design** for the nuclear island of the EPR2.
- › Ongoing task force dedicated **to reducing the construction time of a reactor to 70 months**.
- › **Manufacturing** of the main components of the EPR2: reactor pressure vessel and steam generators by Framatome.
- › **Penly EPR2 preparatory worksite**: earthworks on the plant block, reprofiling the cliff, building the offshore platform, constructing the site access post.
- › **Grand Chantier at Penly & Gravelines** with French authorities: prepare the area for the start of construction phase: development of infrastructure, park-and-ride facilities, housing, etc. and recruitment & training.
- › **Public debates finalized for the 3 sites** (Penly, Gravelines, Bugey).



Final Investment Decision (FID)

- › Review of key principles of financing and regulatory framework by the **Nuclear Policy Council**.
- › **EDF Board of Directors approved the key principles** of State support:
 - a subsidised State loan covering more than 50% of construction costs,
 - a contract for difference ensuring revenue during the operational phase,
 - a risk-sharing mechanism that holds EDF accountable for risks under its control while providing protection against those beyond its responsibility.
- › This major milestone will enable the initiation of exchanges with the European Commission, with a view to EDF's **FID by the end of 2026**.
- › **Cost assessment to be submitted at end-2025** after completion of all competitiveness-related studies.



Hinkley Point C EPR (3.3GW)

Schedule and cost review

- **Schedule organized around 3 scenarios:** Unit 1 would be operational in
 - (i) 2029, operational schedule around which the project is organised, based on a target productivity for electromechanical (MEH) work and action plans
 - (ii) 2030, scenario which assumes certain risks materialise in MEH ramp-up and testing
 - (iii) 2031, scenario which assumes a further 12-month risk materializes
- The start of operation date for Unit 2 is targeted 12 months after Unit 1 commissioning.
- **Project completion cost:** estimated in the range of £31 to 34bn₂₀₁₅⁽¹⁾. If the scenario (iii) materialises, this could lead to an additional cost of around £1bn₂₀₁₅⁽²⁾.
- These schedule and cost were defined during the last review of the project announced on 23 January 2024⁽²⁾.

Construction progress

- **Unit 1:** first level concrete poured around the spent fuel pool in fuel building, start of networks installation between turbine hall and operational service centre, lift of the last tank into the effluent storage building and steam generator installed.
- **Unit 2:** dome lifted into position.
- **MEH programme:** currently behind plan, notably due to delays in the delivery of materials. A wide range of improvement initiatives are underway, and the installation rates are expected to pick up by the end of the year.



Financing of the project

- As project's total financing needs exceed shareholder's contractual commitment, HPC funding is through voluntary additional equity since Q3 2023, to which only EDF is currently contributing.
- At end-June 2025:
 - EDF's share: 74.9% and CGN: 25.1%.
 - total costs: €36.7bn including €3.2bn of capitalised interest.
- Signature by EDF of a up to £4.5bn debt financing agreement with Apollo to secure a substantial part of the sterling financing of its investments in the UK, in particular Hinkley Point C.
- Complementary alternative financing solutions are being investigated by EDF.
- The financial closing of Sizewell C, triggered by a positive final investment decision, will lead to a reduction in the strike price of Hinkley Point C's Contract for Difference, from £92.50₂₀₁₂/MWh to £89.50₂₀₁₂/MWh. It will also result in a compensation payment from Sizewell C to HPC, in return for the sharing of know-how.

(1) Excluding interim interests and at a reference exchange rate for the project of £1₂₀₁₅ = €1.23. The range of £31bn to 34bn₂₀₁₅ corresponds to the range of £41.6 to 46.5bn in current value (with an additional risk of £1.4bn).

(2) See press release of 23 January 2024.

Sizewell C EPR (3.3GW)

Main aspects

- Project of 2 UK EPR at Sizewell on the Suffolk coast for a total capacity of 3.3GW.
- Power supply to 6 million households for around 60 years.
- Second of a kind EPR in the UK following Hinkley Point C, replicating as much as possible the Hinkley Point C design and supply chain.



Progress

Development of the Project

- Framatome, EDF & Edvance contracts effective: manufacturing in progress of the Unit 1 reactor vessel & 6th steam generator. Arabelle Solutions turbine contract signed.
- Programme alliance agreement signed for civil works.

Financing the construction

- Finalisation of the terms of the Regulated Asset Base (RAB) model and Government Support Package (GSP) to which the project is eligible for funding.
- Announcement of £14.2bn funding over the next 4 years by the UK government in June 2025.
- At 30 June 2025, UK government owns 89% and EDF 11% of Sizewell C.

Consolidation method

- Sizewell C has been consolidated under the equity method since 31 December 2024.

Final Investment Decision (FID)

- On 22 July 2025, signature by EDF of an agreement to invest up to £1.1 billion in the Sizewell C project, which is expected to be made over the construction period starting in the autumn. EDF will hold a 12.5% stake in Sizewell C alongside the UK Government (44.9%), La Caisse (20%), Centrica (15%) and Amber Infrastructure (7.6%).
- The announcement of these investments has enabled Sizewell C to sign the agreements for the final investment decision.
- The EDF group will contribute to the project as a supplier of engineering studies (EDF/Edvance), the main primary circuit including the nuclear boiler, steam generators and safety control system (Framatome) and, for the conventional island, the turbo-alternator unit (Arabelle Solutions).





2

Operational data

Electricity output

Fully consolidated entities

(in TWh)	H1 2024		H1 2025	
Nuclear	197.9	76%	202.3	79%
Total renewables	46.6	18%	41.7	16%
Hydro ⁽¹⁾	31.1	67%	26.0	62%
Wind	12.4	27%	12.2	29%
Solar	2.0	4%	2.5	6%
Biomass	1.1	2%	1.1	3%
Gas	12.2	5%	11.1	4%
Fuel oil	2.0	1%	1.8	1%
Coal	0.1	0%	0.0	0%
Group	258.8	100%	257.0	100%

(1) Hydro output includes tidal energy for 268GWh in H1 2025 and 252GWh in H1 2024. Production after deduction of pumped volumes is 21.8TWh in H1 2025 and 27.1TWh in H1 2024.

CO₂ emissions and carbon intensity

Fully consolidated entities

Heat and power generation by segment	Emissions (in ktCO ₂)				Carbon intensity ⁽¹⁾ (in gCO ₂ /kWh)	
	H1 2024		H1 2025		H1 2024	H1 2025
France – Generation and supply activities	704	9%	580	8%	3	3
France – Regulated activities ⁽²⁾	1,326	17%	1,121	16%	426	389
Dalkia	1,827	23%	1,691	24%	164	158
United Kingdom	0	0%	0	0%	0	0
Italy	2,662	34%	3,233	46%	243	271
EDF power solutions ⁽³⁾	1,363	17%	363	5%	70	21
Group⁽⁴⁾	7,898	100%	7,007	100%	29	26

(1) Carbon intensity corresponds to CO₂ emissions in relation to the Group's electricity and heat generation. The EDF group's heat generation amounts to 10.7TWh in H1 2025 (vs 11.2TWh in H1 2024). Including direct CO₂ emissions (excluding life cycle analysis of fuel, production means and other CO₂-equivalent gas emissions). The other CO₂-equivalent gas emissions are included in the scope 1 calculation.

(2) Power generation in non-interconnected zones corresponding to overseas departments and Corsica - (mainly island territories) and Electricité de Strasbourg (ES).

(3) This segment includes both the EDF Renewables and Other International segments; see Note 4 of the appendices to the consolidated financial statements as of 30 June 2025.

(4) Framatome and Arabelle Solutions contribute 20ktCO₂ in H1 2025 and 17ktCO₂ in H1 2024, The direct CO₂ emissions from "Others" segment are not significant compared to Group total emissions and are not disclosed in this table.

Installed capacity as of 30 June 2025

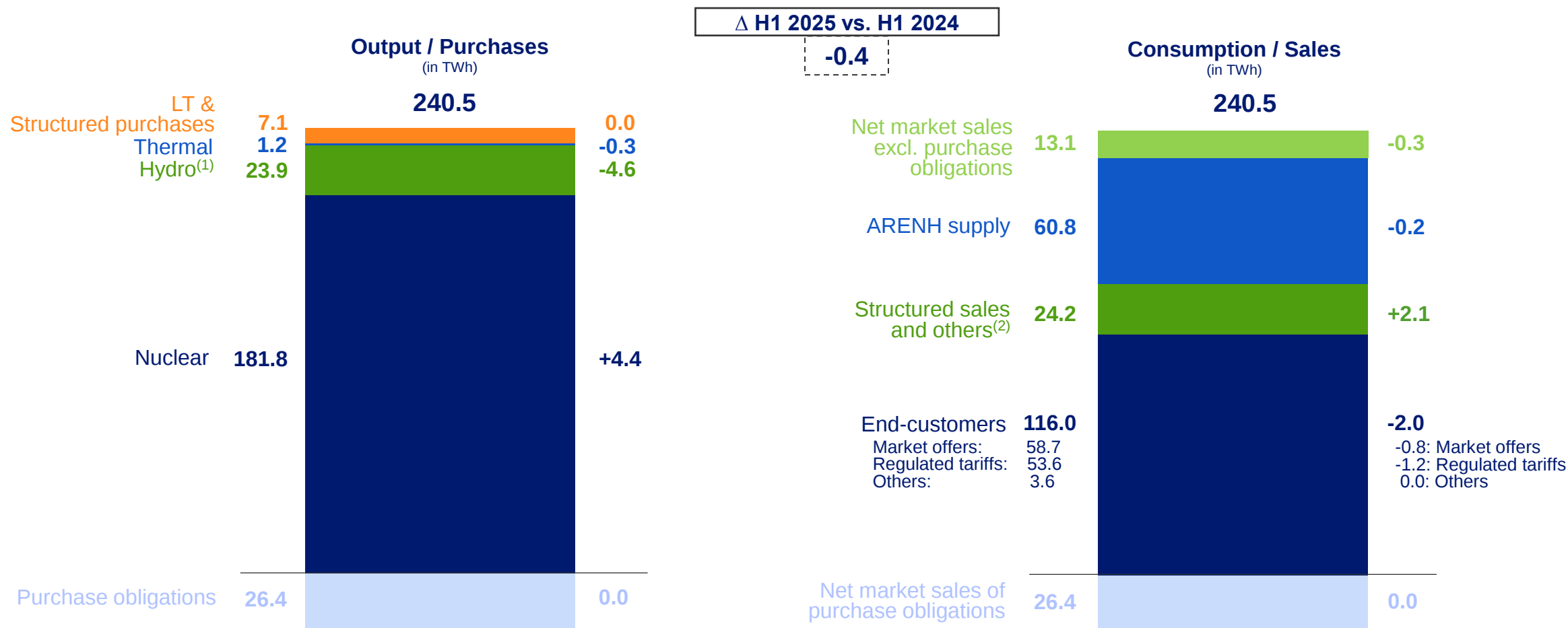
(in GW)	Total net capacity of EDF group, including shares in associates and joint ventures	Consolidated capacity of EDF group	
Nuclear ⁽¹⁾	67.8	67.9	58%
Hydro ⁽²⁾	22.8	21.6	18%
Renewables, excl. hydro ⁽³⁾	17.3	13.4	11%
Gas	10.8	10.7	9%
Fuel oil	3.2	3.1	3%
Coal	2.6	1.2	1%
Total	124.5	117.8	100%

(1) This capacity does not include the EPR reactor of Flamanville 3.

(2) Including tidal energy: 0.24GW.

(3) Including wind, solar, biomass and geothermal.

France: upstream / downstream electricity balance



NB: EDF excluding French islands electrical activities.

(1) Hydro output after deduction of pumped volumes represents 19.7TWh in H1 2025 / 24.5TWh in H1 2024.

(2) Including hydro pumped volumes of 4.2TWh in H1 2025 / 4.0TWh in H1 2024.

EDF: a European leading player in renewable energies

Hydropower

- › Leading European producer
- › More than **400 production sites** worldwide

A global leader in wind and solar energy

- › **1.2GW gross commissioned in H1 2025**
- › **7.5GW gross** under construction

(in MW)	Gross ⁽¹⁾		Net ⁽²⁾	
	31/12/2024	30/06/2025	31/12/2024	30/06/2025
Wind	2,538	2,294	1,528	1,426
Solar	6,039	5,245	2,595	2,182
Capacity under construction	8,577	7,539	4,123	3,608
Onshore wind	13,169	13,256	9,404	9,389
Offshore wind	2,148	2,381	807	0,873
Solar	11,444	12,373	6,066	6,593
Wind & Solar installed capacity	26,762	28,010	16,277	16,855
Biomass and geothermal	-	-	481	482
Renewable (excl. hydro) installed capacity	-	-	16,758	17,337
Hydro	-	-	22,740	22,792
Renewable installed capacity	-	-	39,498	40,129

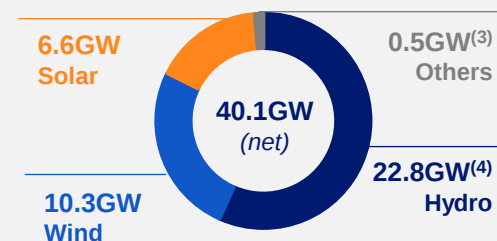
(1) Gross capacity: total capacity of the facilities in which EDF has a stake.

(2) Installed capacity shown as net, corresponding to the consolidated data based on EDF's participation in Group subsidiaries, including investments in affiliates and joint ventures.

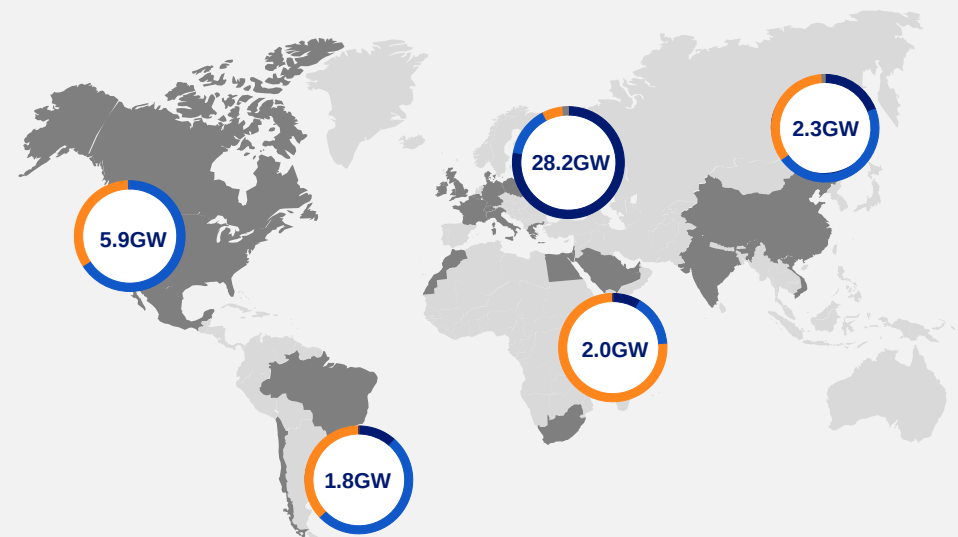
(3) Biomass and geothermal.

(4) Including tidal energy: 0.24GW.

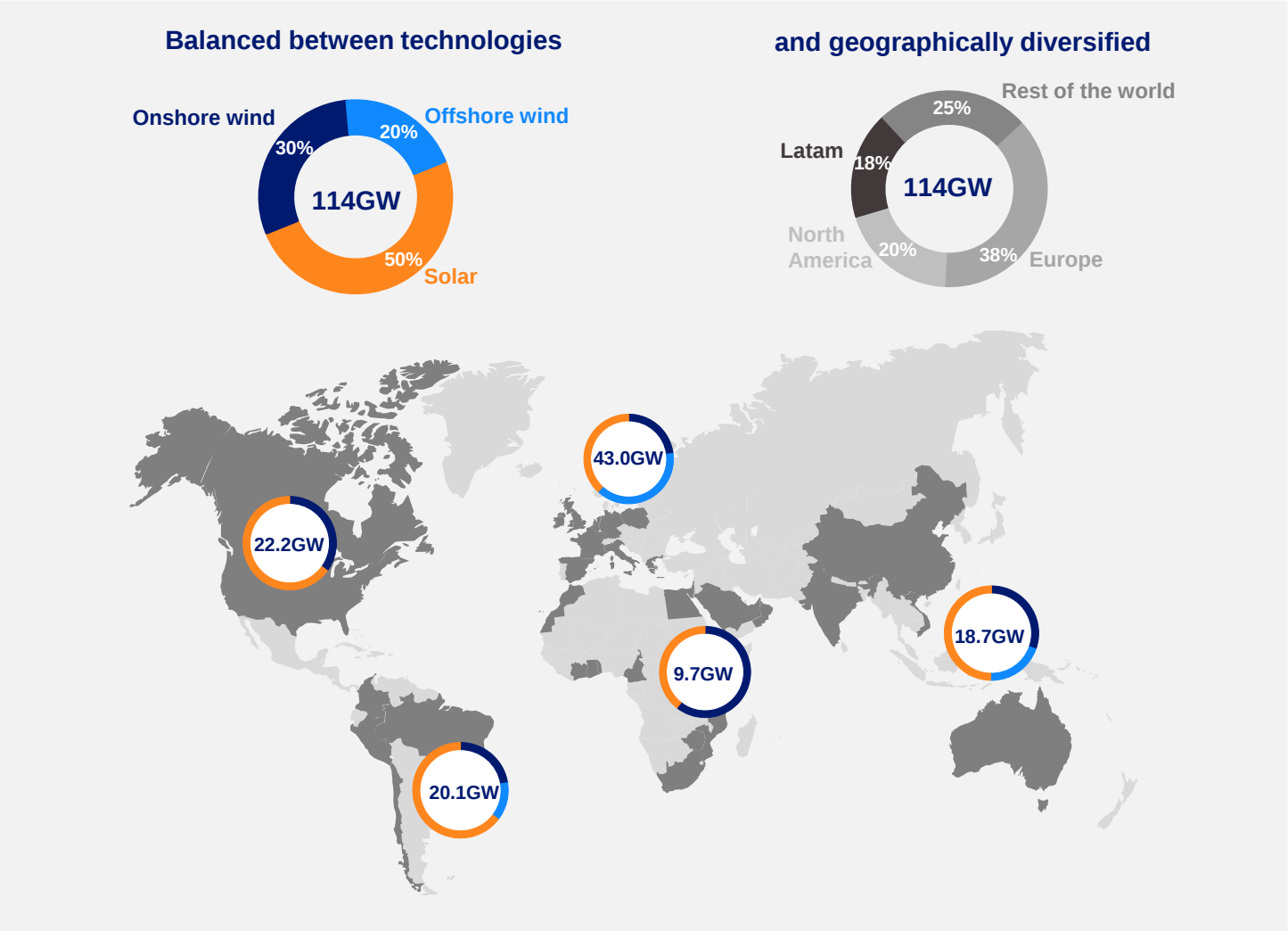
A diversified mix with 40.1GW in operation



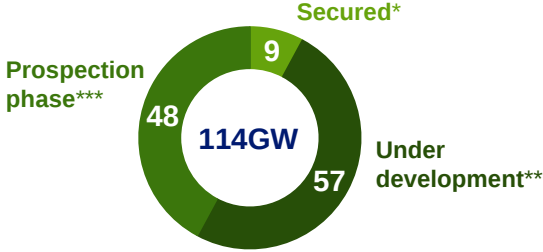
Capacity by geography



A portfolio of wind and solar projects of 114GW gross



Breakdown by development phase⁽¹⁾ (in GW)



* Securing a power purchase agreement (following call for tenders, auction, OTC negotiation)
** Sufficient land securisation and start of technical studies
*** Start of land identification and preliminary studies

Breakdown by date of start of construction⁽²⁾ (in GW)



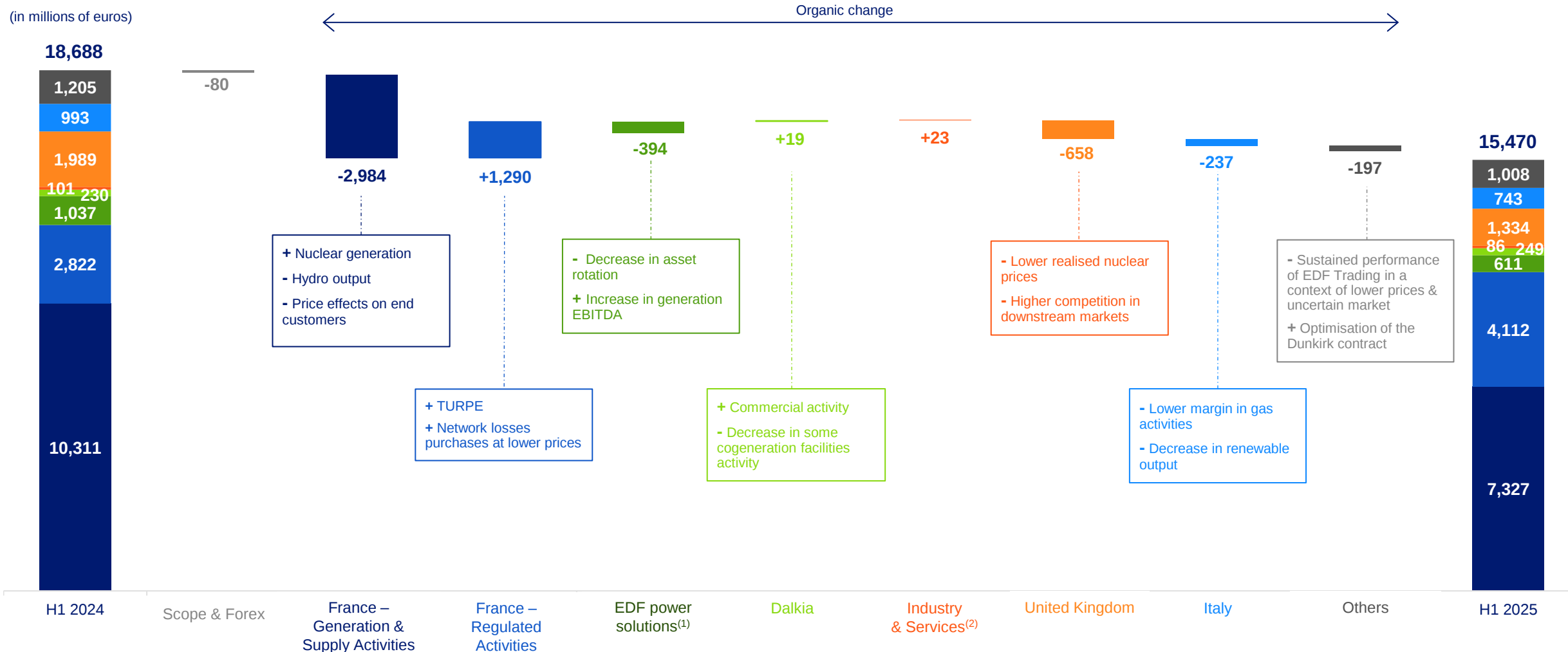
NB: The portfolio of projects excludes capacities under construction. Gross data corresponding to 100% of the capacity of the project.
(1) Projects in prospection phase are included in the pipeline.
(2) Not probability-based.



3

Consolidated financial statements

Group EBITDA by segment



(1) This segment includes both the EDF Renewables and Other International segments; see Note 4 of the appendices to the consolidated financial statements as of 30 June 2025.

(2) This segment includes Framatome and Arabelle Solutions. However, Arabelle Solutions' income statement is only consolidated as from 1 June 2024.

Current and non-current elements of the P&L

(in millions of euros)

	H1 2024 current	H1 2024 non-current	H1 2024	H1 2025 current	H1 2025 non-current	H1 2025
EBITDA	18,688	-	18,688	15,470	-	15,470
Commodities volatility	-	696	696	-	(144)	(144)
Amortisation/depreciation expenses and provisions for renewal	(5,772)	-	(5,772)	(6,059)	-	(6,059)
Impairments and other operating income and expenses	-	(3,966)	(3,966)	-	(305)	(305)
EBIT	12,916	(3,270)	9,646	9,411	(449)	8,962
Financial result	(1,678)	1,665	(13)	(1,563)	310	(1,253)
Income tax	(2,809)	343	(2,466)	(2,359)	55	(2,304)
Share of net income from associates and joint-ventures	239	(61)	178	187	65	252
Net income of discontinued operations	-	-	-	-	-	-
- Deduction net income from minority interests	314	(8)	306	181	1	182
Net income – Group share	8,354	(1,315)	7,039	5,495	(20)	5,475

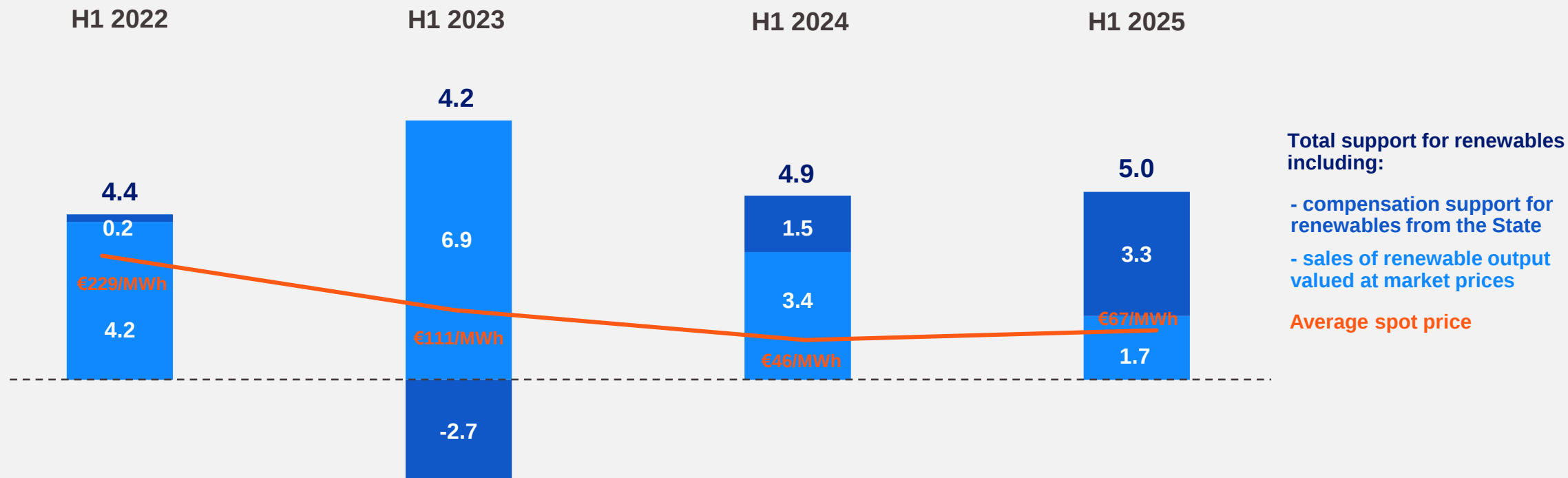
Change in net financial debt

(in millions of euros)	H1 2024	H1 2025
EBITDA	18,688	15,470
Cancellation of non-monetary items included in EBITDA	(1,045)	1,073
EBITDA Cash	17,643	16,543
Change in net WCR	(706)	2,944
Net investments – excluding disposals	(11,055)	(11,471)
Dividends received from associates and joint ventures	82	414
Other elements	(84)	(509)
Operating Cash Flow	5,881	7,921
Asset disposals	-	565
Income taxes paid	(2,094)	(817)
Net financial expenses ⁽¹⁾	(1,171)	(964)
Dedicated assets	129	79
Dividends paid in cash	(736)	(2,489)
Group Cash Flow	2,008	4,294
Rights issue, hybrids and other monetary changes ⁽¹⁾	(1,596)	(40)
Change in net financial debt	413	4,254
Effects of change and exchange rates	(184)	(71)
Other non-monetary changes – IFRS 16	(318)	(452)
Other non-monetary changes	224	633
Change in net financial debt from continuing operations	135	4,364
Net Financial Debt – Opening balance	54,381	54,346
Net Financial Debt – Closing balance	54,246	49,982

(1) Proforma H1 2024: reclassification of cash and cash equivalent interests in other financial costs.

CSPE: support for renewables in mainland France

(in billions of euros)

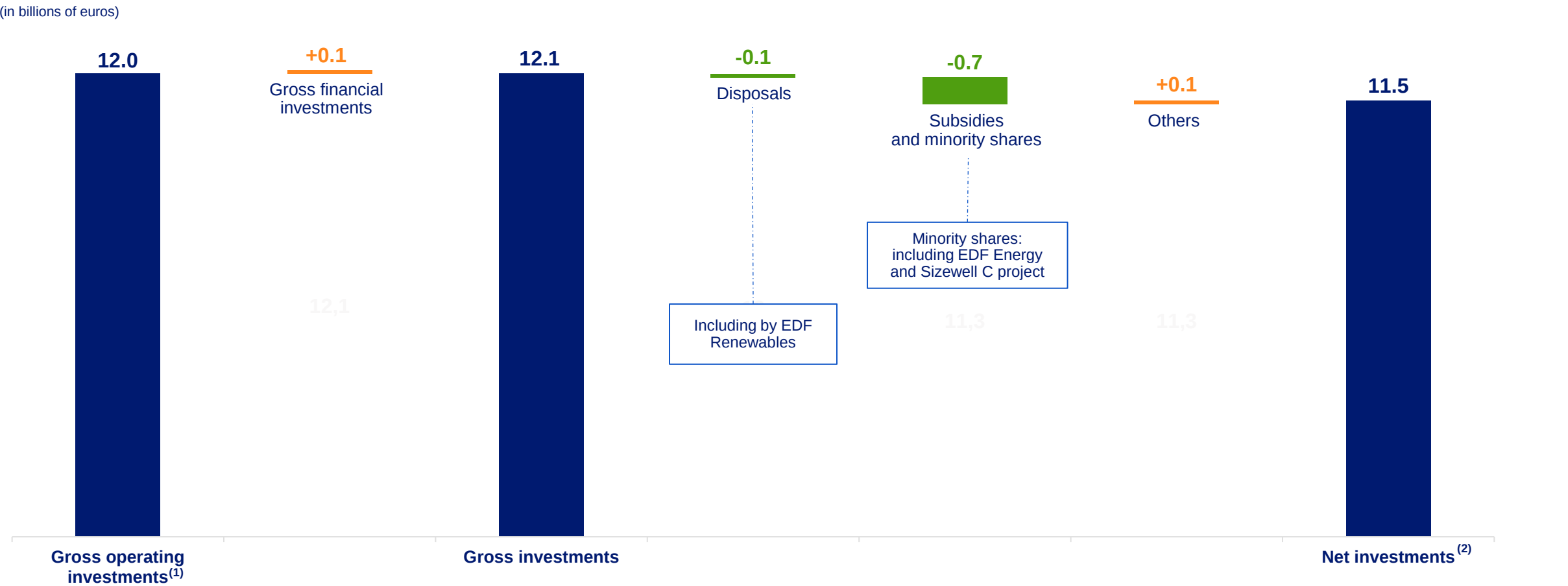


- The compensation mechanism of public energy services charges⁽¹⁾ offsets the difference between the cost of support for renewables in mainland France⁽²⁾ and the revenues from the sale forward and spot of the energy at market prices.
- In 2023, in the context of soaring energy prices, the sale of energy produced by renewables at market prices has exceeded on average the amount of the support by the French State to these producers, leading to a negative compensation amount. In H1 2025, most of the volumes were sold at forward price that have decreased vs in 2024.

(1) The compensation mechanism of public energy services charges also covers the charges relating to the gas and electricity tariff cap, the tariff equalisation costs in the non-interconnected zones, and the solidarity programmes. It also covers the tariff shield in Q4 2022, 2023 and January 2024.

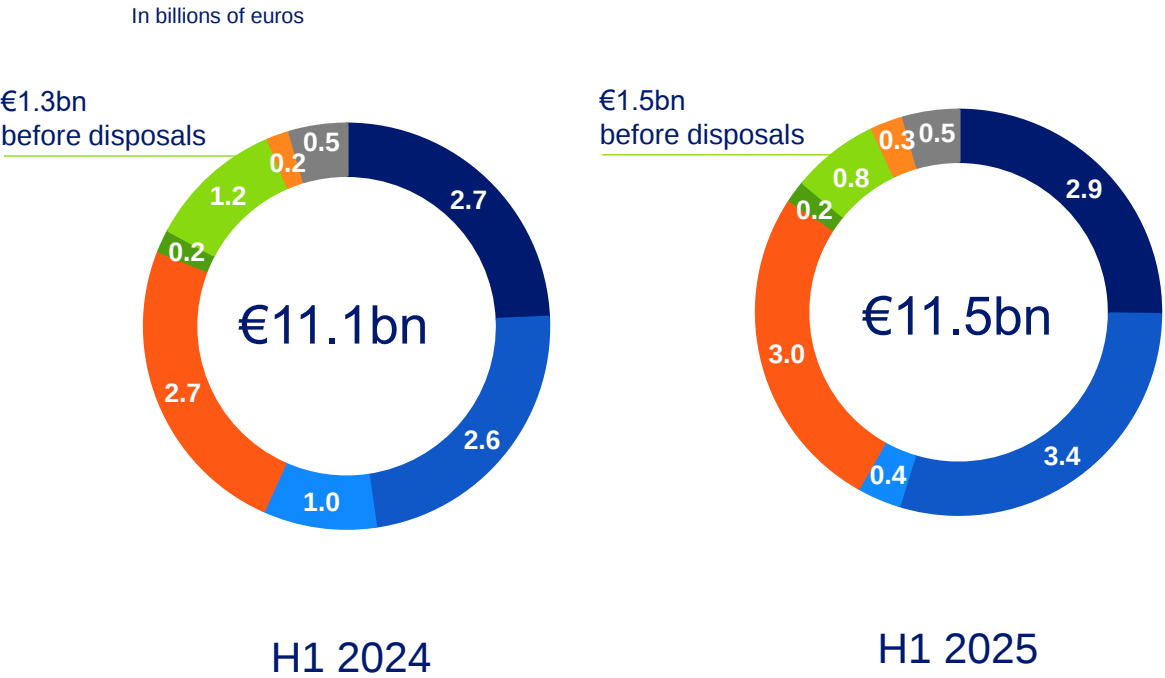
(2) EDF SA excluding island activities.

Investments: from gross to net



(1) Investments in intangible assets and property, plant and equipment in cash flow statement.
(2) Net investments in the change in net financial debt statement.

Net investments



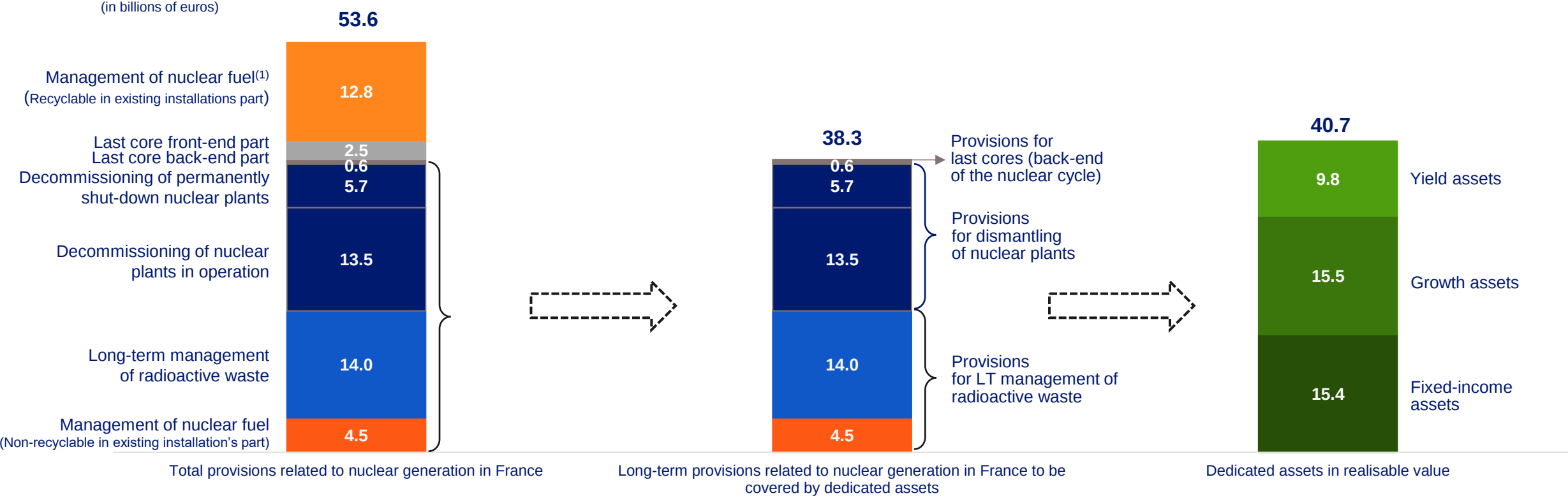
	Maintenance	Development	Total
Nuclear maintenance (France, UK and Belgium) including Grand Carénage	2.9	-	2.9
New nuclear (including HPC, Flamanville 3 and EPR2)	-	3.4	3.4
Nuclear services ⁽¹⁾	0.1	0.3	0.4
Grids	1.4	1.6	3.0
Hydro	0.2	-	0.2
Renewables, excl. hydro	-	0.8	0.8
Services	-	0.3	0.3
Others ⁽²⁾	0.1	0.4	0.5
TOTAL	4.8	6.7	11.5

> **Almost 93% of the Group's investments are made in accordance with its net zero emission target**

> **58% of investments in development**

NB : Net investissements including subsidies and assets portfolio rotation.
 (1) Framatome and Arabelle Solutions since June 2024.
 (2) Including central functions, property and gas.

Provisions related to nuclear generation in France and part to be covered by dedicated assets



- At 30 June 2025, the regulatory coverage is 106.3% (vs 104.7% at end-2024).
- No allocation to dedicated assets to be made in 2025 in respect of 2024 owing to a coverage rate of over 100% at end of year, in accordance with the regulation.

(1) Related to the operating cycle.

10-year inspections of the nuclear fleet in France



Authorisation of the ASN to start the 4th 10-year inspections of the 1,300MW reactors. In 2026, Paluel will be the first 1,300MW to complete its 4th 10-year inspection. In 2029, Tricastin 1 would be the first 900MW series reactor to realise its 5th 10-year inspection.



4

Financing & liquidity

Decrease of the net financial debt

(in millions of euros)	31/12/2024	30/06/2025
Financial debt	81,802	87,457
<i>o/w green financial debt</i>	<i>19,802</i>	<i>22,379</i>
Derivatives used to hedge debts	(1,872)	561
Cash and cash equivalents	(7,597)	(10,728)
Debt and equity securities (liquid assets)	(17,999)	(27,329)
Asset coverage derivatives	12	21
Net financial debt⁽¹⁾	54,346⁽²⁾	49,982

- An updated green financing framework was published in April 2025, in line with the best practice in the sustainable finance market, and with its updated corporate strategy. It is mostly aligned with the EU Taxonomy, and it now includes nuclear power generation within the UK.

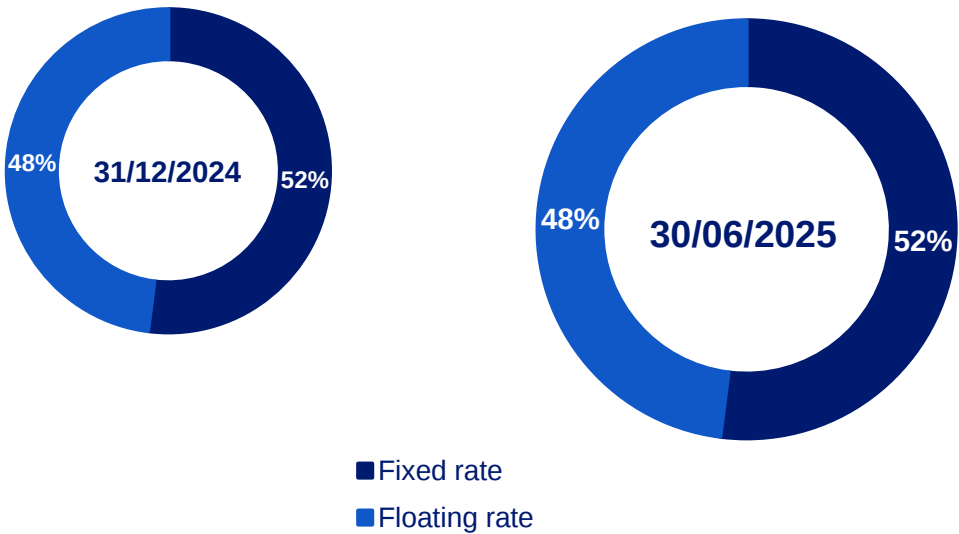
(1) After application of IFRS 16.

(2) Including €1,250M hybrid notes redeemed on 29/01/2025 (see press release of 18/12/2024).

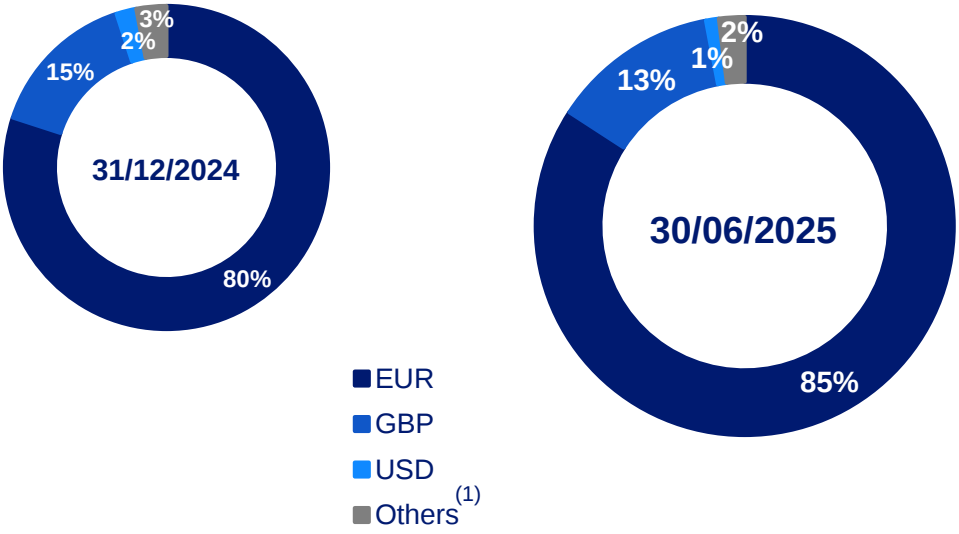
Gross debt

	31/12/2024	30/06/2025	Change
Average maturity	13.0 years	12.4 years	-0.6 year
Average coupon	3.85%	3.46%	-0.39%

Breakdown by type of rate after swap



Breakdown by currency after swap



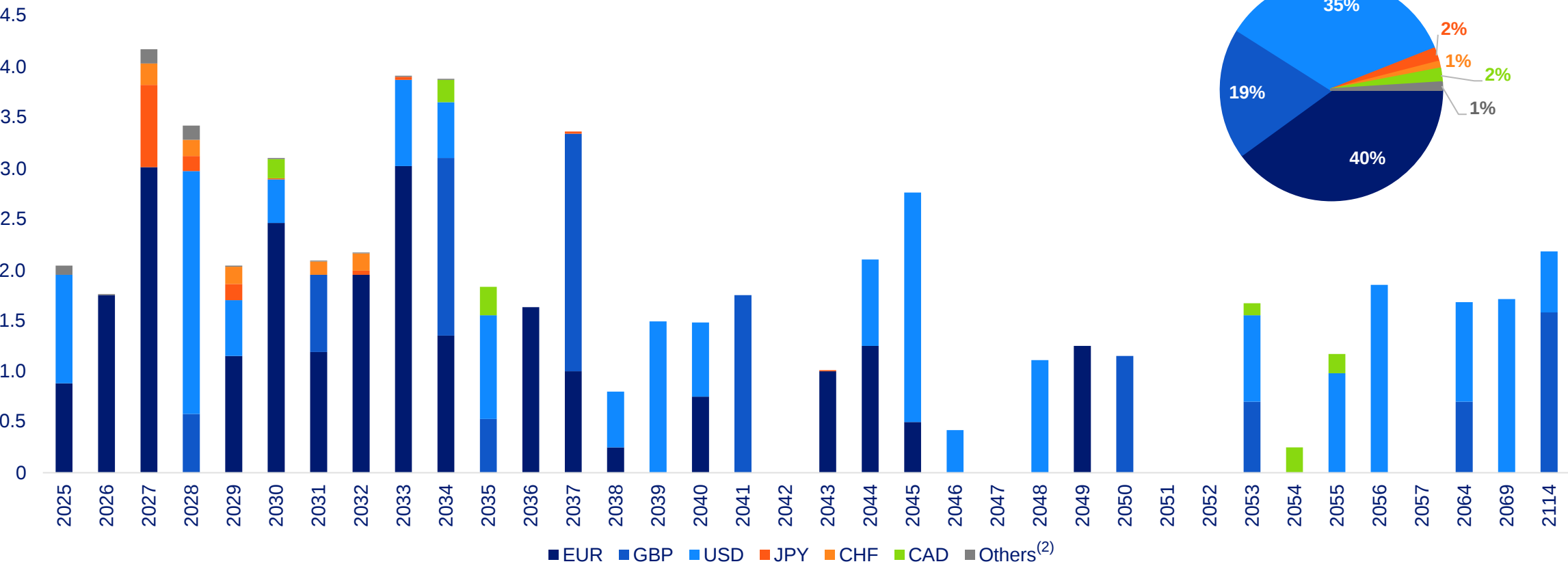
(1) Mainly JPY, CAD, CHF and BRL.

High level of liquidity

(in billions of euros)	31/12/2024	30/06/2025
Cash and cash equivalents	7.6	10.7
Liquid assets	18.0	27.3
Option for bond issues in 2026 and 2027 (Apollo agreement)	-	3.5
Unused credit lines (off-balance sheet)	14.3	16.6
<i>o/w KPI-linked</i>	<i>10.8</i>	<i>12.2</i>
Gross liquidity	39.9	58.2
Financial debt – current part (maturing within one year)	(12.9)	(13.2)
Net liquidity	27.0	45.0

Focus on bonds

Repayments by currency
(in billions of euros, before swaps)



NB: Nominal amounts only.
 (1) €61.2bn vs €58.6bn in note 18 of the H1 2025 consolidated financial statement that includes accrued interests and depreciation.
 (2) Mainly HKD, NOK and BRL.

Green financing : allocation of the proceeds

Issue date	Instrument	Maturity	Nominal amount	New renewable capacities	Investments in hydro facilities	Biodiversity projects	Distribution of electricity projects	Existing French nuclear reactors ⁽¹⁾	Hinkley Point C EPR construction
Nov. 2013	Bond	7.5Y	1,400M€	1,400	-	-	-	-	-
Oct. 2015	Bond	10Y	1,250M\$	1,250	-	-	-	-	-
Oct. 2016	Bond	10Y	1,750M€	1,248	502	-	-	-	-
Jan. 2017	Bond	12Y-15Y	26,000M¥	14,021	11,979	-	-	-	-
Sept. 2020	Bond	4Y	2,400M€	2,415	110	28	-	-	-
Nov. 2021	Bond	12Y	1,850M€	1,638	189	23	-	-	-
Oct. 2022	Bond	12Y	1,250M€	-	-	-	1,250	-	-
Jul-2023	REPO	Evergreen	565M€	-	-	-	565	-	-
Aug-2023	Bond	4Y-8Y	325MCHF	-	-	-	325	-	-
Nov. 2023	Bond	3.5Y	1,000M€	-	-	-	-	1,000	-
May-July 2024	Bank loans	3Y-5Y	6,185M€	-	-	-	-	6,185	-
2024	NeuCP ⁽²⁾	5.5M	412M€	36	371	5	-	-	-
Jun. 2024	Bond	7Y-12Y-20Y	3,000M€	750	-	-	97 ⁽³⁾	1,000	-
Sept. 2024	Bond	5Y-8Y	310MCHF	310	-	-	-	-	-
Sept. 2024	Hybrid bond	NC5-NC8	1,150M€	-	-	-	-	1,150	-
Sept. 2024	Hybrid bond	NC11	500M£	-	-	-	-	500	-
Jan. 2025	Bond	5Y	500M\$	-	-	-	-	500	-
Feb. 2025	Bond	10Y-30Y	750MCAD	-	-	-	-	750	-
May 2025	Bond	7Y-12Y-20Y	2,250M€	463 ⁽⁴⁾	537	-	-	750	500
2025	NeuMtN ⁽²⁾	2Y	240M€	52	188	-	-	-	-

(1) In relation to their lifetime extension.

(2) Allocation of the maximum amount issued during the year.

(3) 97M€ have financed 2023 Enedis capex, the 1,153M€ remaining are invested in SRI funds at end-2024.

(4) Dedicated to refinancing of renewable power projects.



Focus on hybrids securities

Hybrid bonds issues

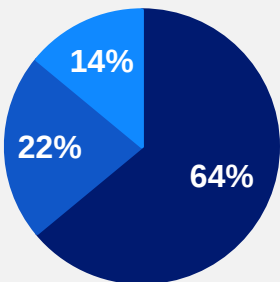
- Hybrid bond issues contribute to strengthening the balance sheet through their qualification as equity under IFRS and 50/50 as debt and equity by rating agencies.
- EDF has exercised its option to redeem the hybrid notes issued on 29 January 2013 for a nominal amount of €1,250m on 29 January 2025 and has announced its intention to use the equity content resulting from the conversion of the Oceane bonds in 2023 to avoid having to refinance half of the nominal amount⁽²⁾.

(1) Exchange rate as of transaction time.
(2) See press release on 18 December 2024.

Hybrid securities stock at 30 June 2025

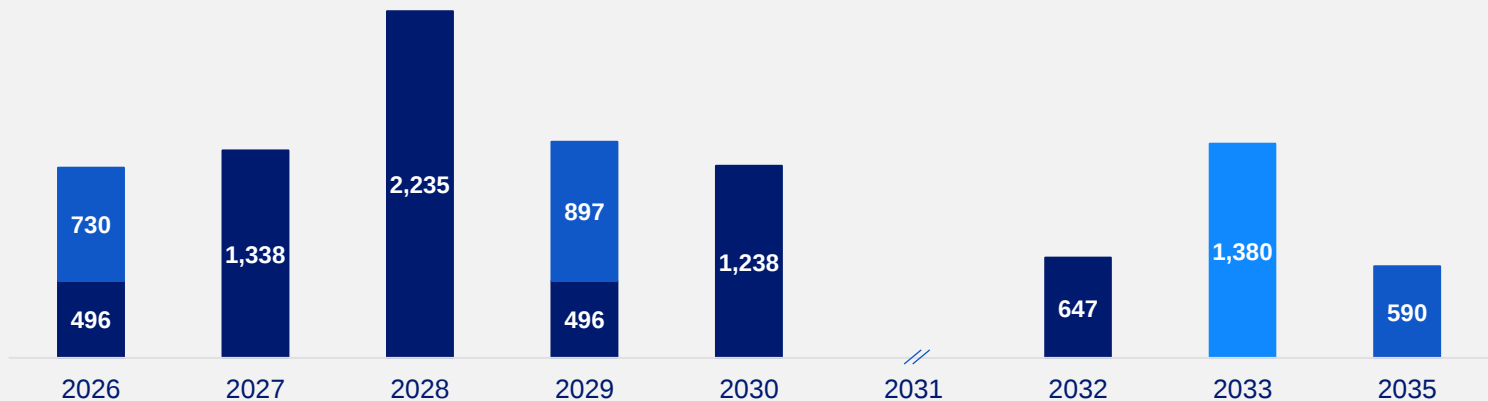
Total amount: **€10.0bn⁽¹⁾**
Average tenor: **4.38 years**
Average cost: **5.38%**

Hybrids stock breakdown by currency



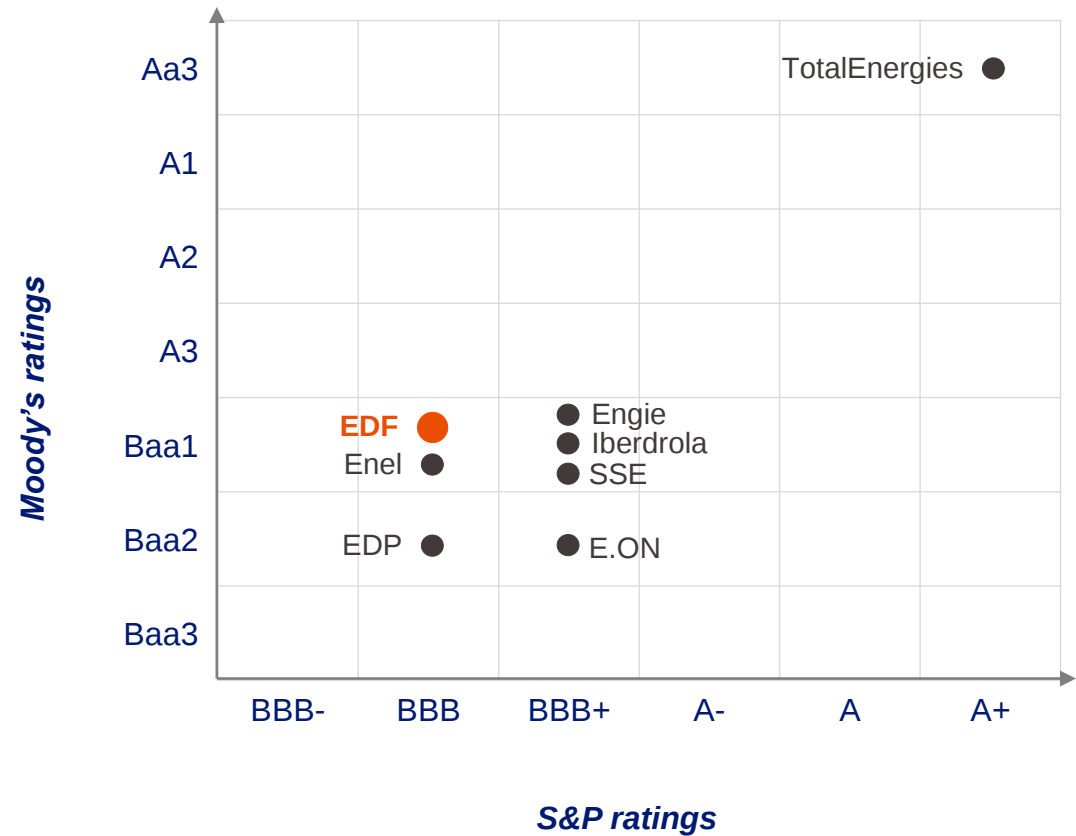
■ EUR
■ GBP
■ USD

Hybrid debt maturity schedule based on first call date (in millions of euros)



Comparative credit ratings

Rating Agency	 EDF ⁽¹⁾	Latest changes
S&P Global Ratings	BBB Positive	5 June 2024 Outlook revised to Positive from Stable
MOODY'S RATINGS	Baa1 Stable	2 June 2023 Outlook revised to Stable from Negative (confirmed on 16 December 2024)
Fitch Ratings	BBB+ Negative	28 October 2024 Outlook revised to Negative from Stable



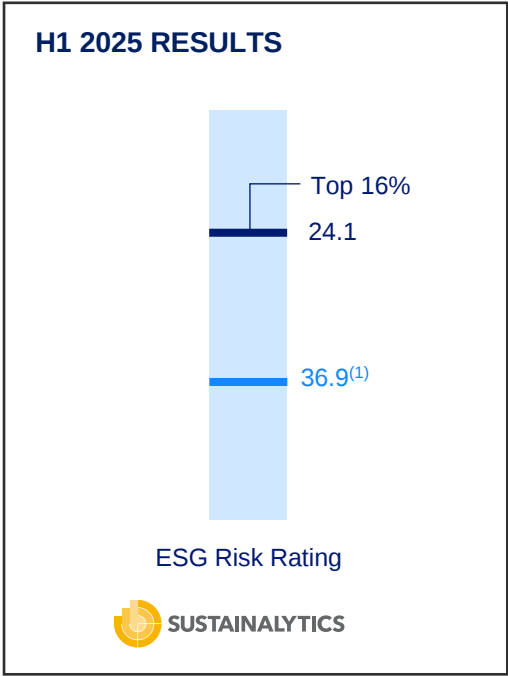
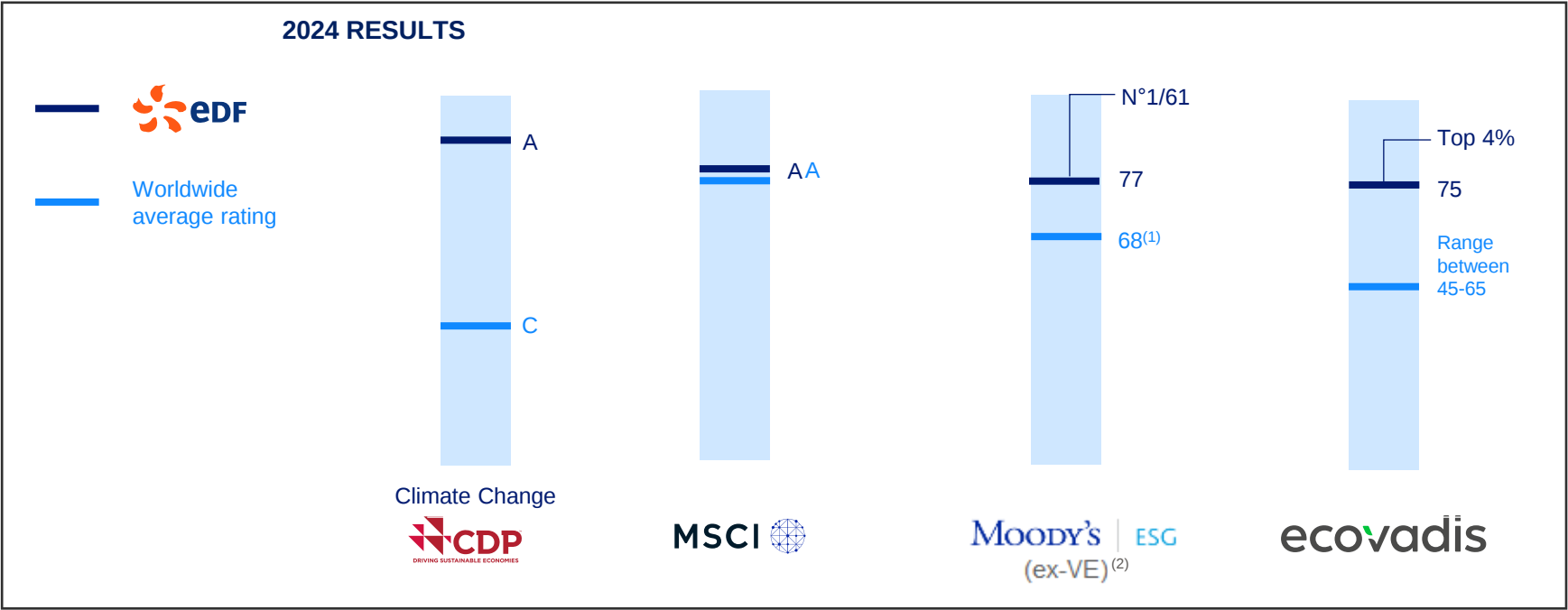
Sources: rating agencies as of 23/07/2025.
(1) See [EDF's ratings](#).



5

ESG

Non-financial ratings



MAIN INTERNATIONAL COALITIONS of EDF

(1) Sector average rating.
(2) The Moody's ESG score obtained in 2024 is valid for 2 years.

Environnemental and social performance

➤ CDP's Supplier Engagement Assessment 2024

A score for EDF (earning a place on the CDP' SEA A-List)

CDP SEA assesses companies on their performance on governance, targets, Scope 3 emissions, and value chain engagement in the CDP climate change questionnaire.



➤ EDF's 2025 Impact Score: Strong Progress Recognized

Impact Score for 2025: up by 10 points vs 2024 putting EDF among top-performing companies:

- **Top 4 %** across all sectors
- **Top 3 %** within our industry

It reflects ongoing efforts on environmental, social and governance and reinforces long-term commitment to a just and sustainable energy transition.



➤ EDF publishes its water commitment

As a responsible user and long-standing player in water resource management, EDF is strengthening its actions to preserve this essential resource, contribute to the resilience of ecosystems, and ensure sustainable and inclusive water use.

The **Group's water commitment** is structured around four key pillars:

- Optimizing water use
- Strengthening the resilience of local areas where EDF operates
- Ensuring balanced and transparent water governance
- Developing internal expertise, partnerships, and awareness-raising

Full document available here (*in French only*): [EDF Water Commitment – CSR Policy \(PDF\)](#)

➤ EDF awarded the Happy Trainees label for the 10th consecutive year

- 90.9% of students recommend EDF
- 85.6% say they had the opportunity to learn and develop their skills during their time at EDF.

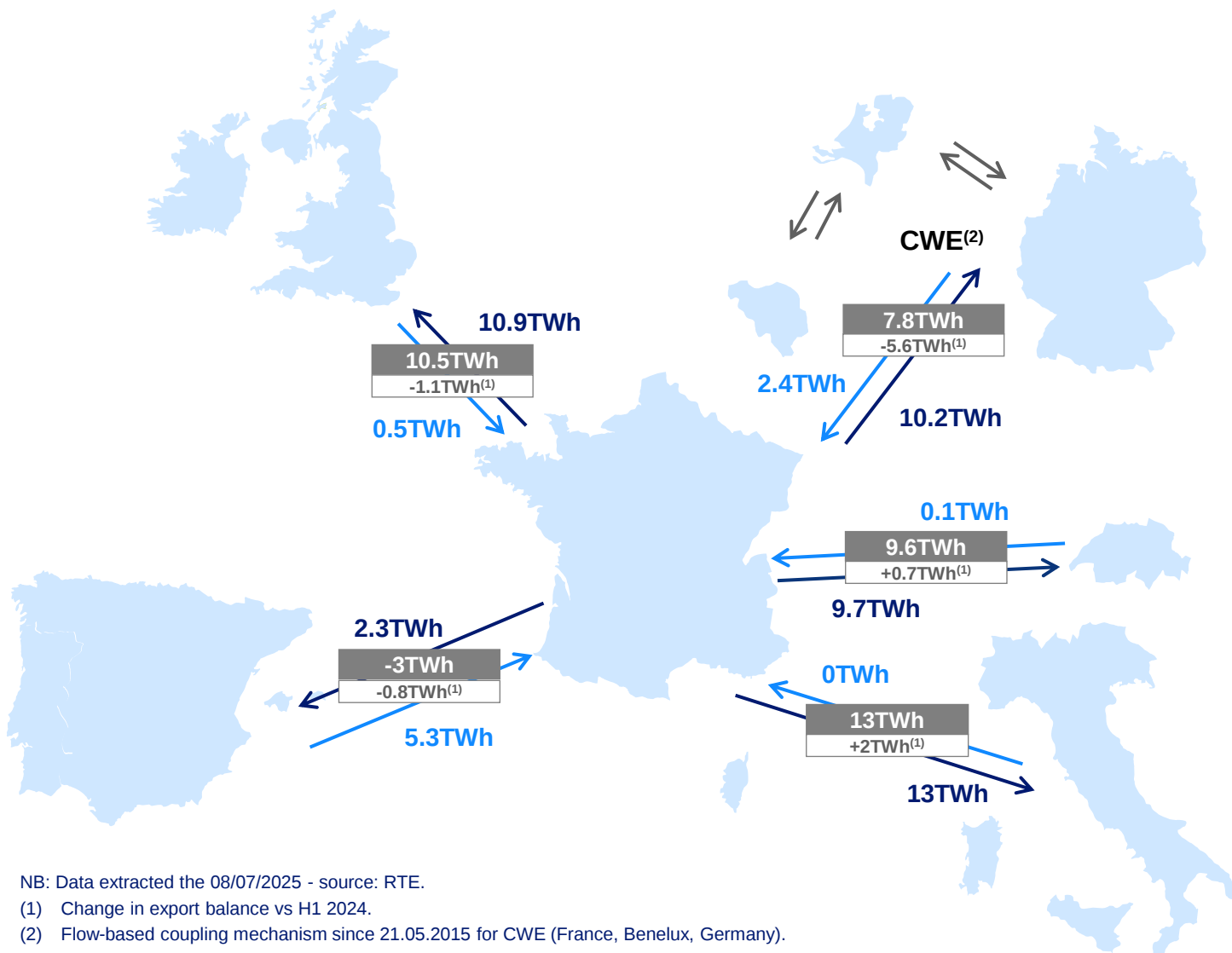




6

Market data

France export balance in H1 2025



France export balance: 37.8TWh
 (balance in H1 2024: 42.9TWh)

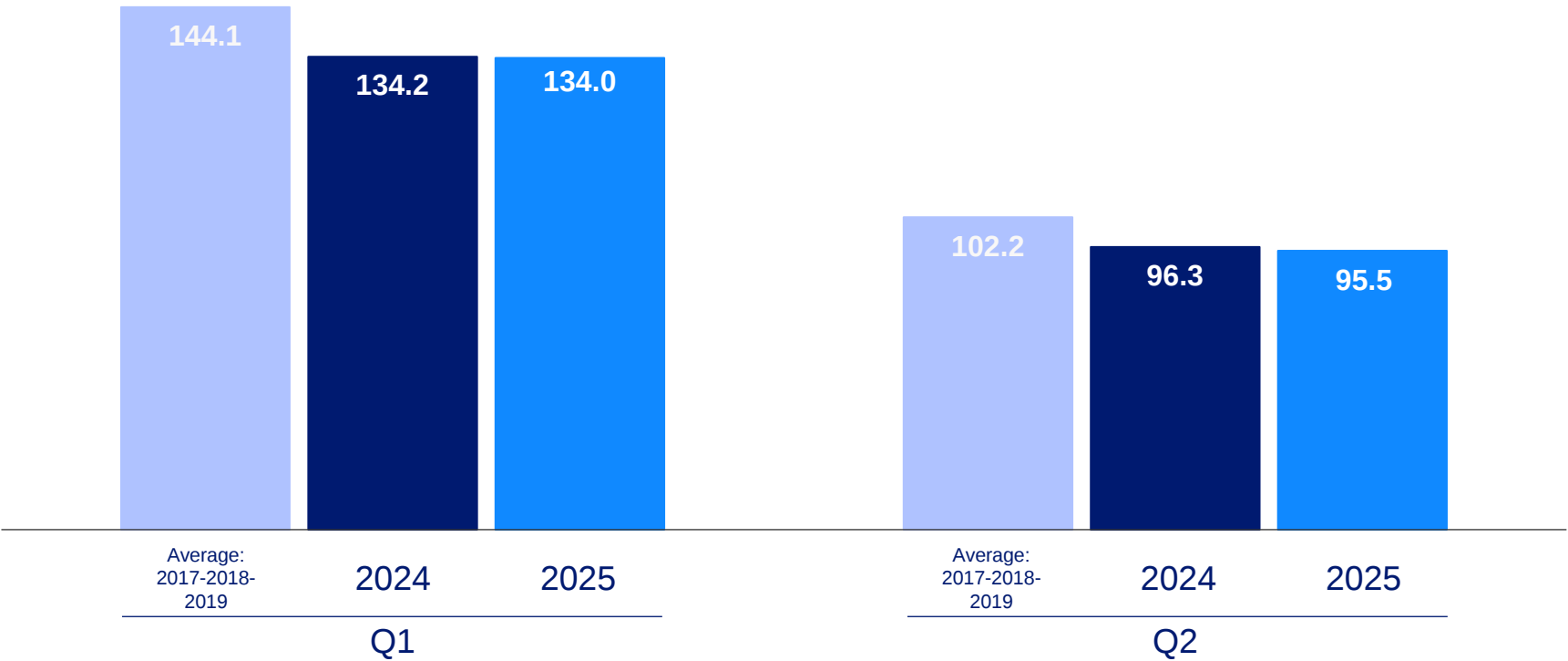
Exports: 46.1TWh
 (50.6TWh in H1 2024)

Imports: 8.3TWh
 (7.8TWh in H1 2024)

- > Lower electricity generation: 271TWh (-2TWh vs H1 2024).
- > Higher gross electricity consumption: 227.6TWh (+2TWh vs H1 2024).
- > Decrease of exports by 10% and increase of imports by 5% vs H1 2024.

Electricity consumption in France well behind the pre-Covid and energy crisis levels

(In TWh)⁽¹⁾

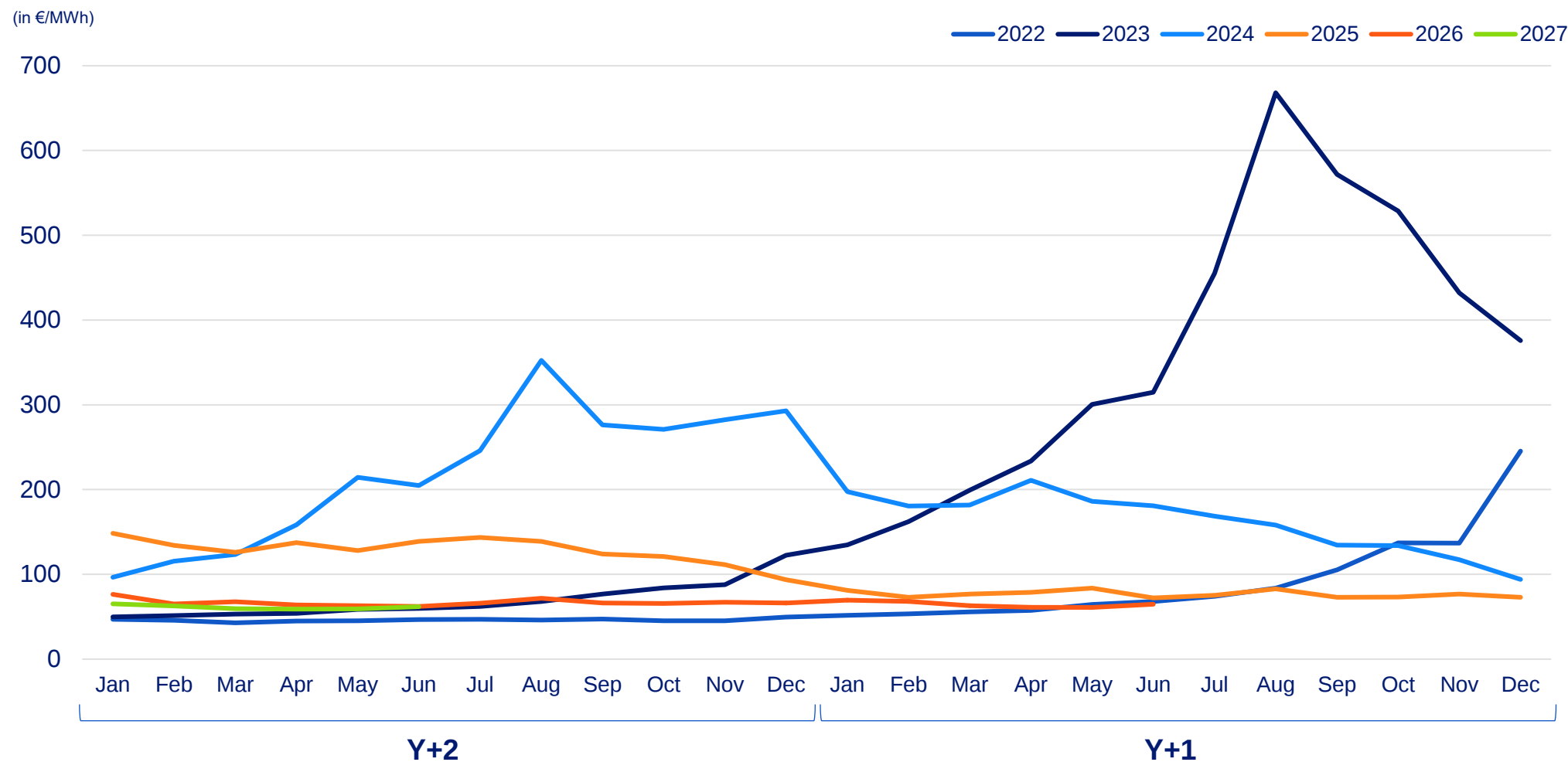


Unadjusted electricity consumption in France reached 227.6TWh in H1 2025 (vs 225.6TWh in H1 2024).

This includes 132.5TWh in Q1 2025 (vs. 128.0TWh in Q1 2024), and 95.1TWh in Q2 2025 (vs. 97.6TWh in Q2 2024).

(1) Data adjusted from weather effect, 29th February 2024 and interruptibility.
Source: RTE (data as of 3 July 2025 subject to subsequent updates).

Y+2 & Y+1 electricity forward prices in France for delivery years 2022 to 2027

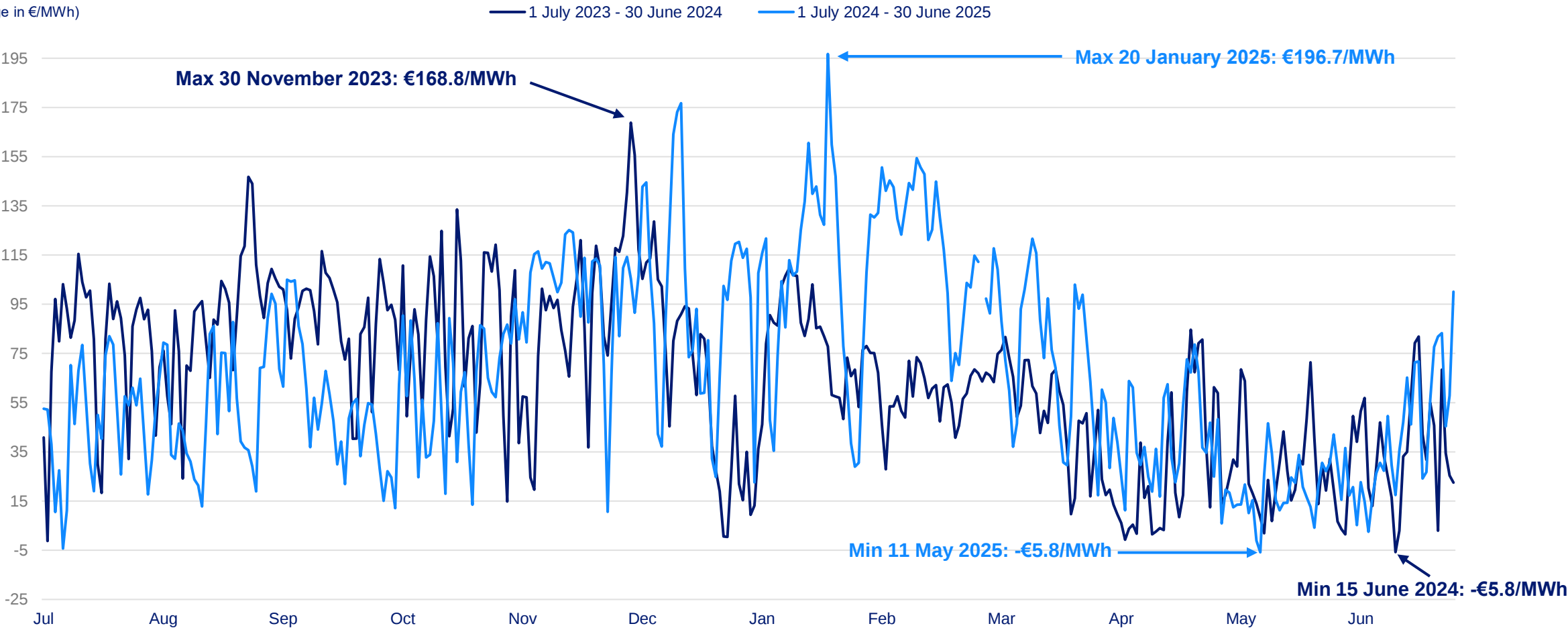


➤ These curves correspond to the usual hedging strategy of energy suppliers (linear hedging over 2 years ahead of the year of delivery of electricity)

NB: Monthly average forward prices for a given year as seen 2 years and 1 year ahead.

France: baseload electricity daily spot prices

(daily average in €/MWh)



➤ Spot electricity prices in France averaged €66.7/MWh base load in H1 2025, up by 44% vs H1 2024.

Source: EPEX



Contacts:

edfirteam@edf.fr

service-de-presse@edf.fr

