

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Chiffre d'affaires	5.1	113 266	118 690
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(56 881)	(54 217)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(13 953)	(13 548)
Charges de personnel ⁽¹⁾	5.3	(15 163)	(14 166)
Impôts et taxes	5.4	(3 407)	(4 142)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	5 394	3 906
Excédent brut d'exploitation	5	29 256	36 523
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	17.5	(611)	443
Dotations aux amortissements		(12 451)	(11 970)
(Pertes de valeur)/reprises	9.7	(4 165)	(1 835)
Autres produits et charges d'exploitation	6	1 075	(4 834)
Résultat d'exploitation		13 104	18 327
Coût de l'endettement financier brut	7.1	(3 377)	(4 094)
Effet de l'actualisation	7.2	(3 428)	(3 190)
Autres produits et charges financiers	7.3	5 230	6 352
Résultat financier	7	(1 575)	(932)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		11 529	17 395
Impôts sur les résultats	8	(3 641)	(4 887)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	670	(683)
Résultat net des activités en cours de cession		-	29
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		8 558	11 854
Dont résultat net - part du Groupe		8 367	11 406
Résultat net des activités poursuivies		8 367	11 378
Résultat net des activités en cours de cession		-	28
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		191	448
Activités poursuivies		191	447
Activités en cours de cession		-	1

(1) Les autres consommations externes et les charges de personnel sont nettes de la production stockée et immobilisée. Au 31 décembre 2025, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « Autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « Charges de personnel » sans impact sur l'EBE. L'information comparative de l'exercice 2024 a été retraitée en conséquence (voir notes 5 et 5.3).

État du résultat global consolidé

	Notes	2025			2024		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
(en millions d'euros)							
Résultat net consolidé		8 367	191	8 558	11 406	448	11 854
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	17.5.5	3 619	12	3 631	2 146	(7)	2 139
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(934)	7	(927)	(534)	1	(533)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	17.5.5	833	-	833	(666)	-	(666)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		(92)	-	(92)	10	-	10
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	17.1.2	(16)	-	(16)	539	-	539
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		4	-	4	(139)	-	(139)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	17.5.5	(206)	-	(206)	133	-	133
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		53	-	53	(34)	-	(34)
Écarts de conversion des entités contrôlées		(2 141)	(398)	(2 539)	1 356	385	1 741
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		(509)	-	(509)	166	(7)	159
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		611	(379)	232	2 977	372	3 349
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	17.1.2	95	1	96	8	-	8
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	15.1.4	1 406	14	1 420	(791)	67	(724)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(118)	(5)	(123)	7	(19)	(12)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		1	-	1	149	-	149
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		1 384	10	1 394	(627)	48	(579)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		1 995	(369)	1 626	2 350	420	2 770
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		10 362	(178)	10 184	13 756	868	14 624
Dont résultat global des activités poursuivies		10 362	(178)	10 184	13 727	868	14 595
Dont résultat global des activités en cours de cession		-	-	-	29	-	29

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2025	31/12/2024
(en millions d'euros)			
Goodwill	9.1	6 972	7 108
Autres actifs incorporels	9.2	13 182	12 567
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	9.3-9.4	111 936	108 100
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	10.1	71 398	68 663
Immobilisations en concessions des autres activités	9.5	6 682	6 616
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11	8 828	10 167
Actifs financiers non courants	17.1	56 551	55 951
Autres débiteurs non courants	12.4	1 978	1 979
Impôts différés actifs	8.3	2 807	4 553
Actif non courant		280 334	275 704
Stocks	12.2	19 167	19 248
Clients et comptes rattachés	12.3	21 665	24 139
Actifs financiers courants ⁽¹⁾	17.1	32 638	26 739
Actifs d'impôts courants		698	834
Autres débiteurs courants	12.4	12 214	10 355
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	17.2	7 641	7 597
Actif courant		94 023	88 912
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	-	589
TOTAL DE L'ACTIF		374 357	365 205
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2025	31/12/2024
(en millions d'euros)			
Capital	13	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		68 269	60 771
Capitaux propres - part du Groupe		70 353	62 855
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	13.4	10 824	11 029
Total des capitaux propres	13	81 177	73 884
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	14	67 577	68 829
Provisions pour avantages du personnel	15	16 158	17 284
Autres provisions	16	6 634	6 022
Provisions non courantes		90 369	92 135
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	10.2	51 154	50 603
Passifs financiers non courants	17.3	70 232	71 096
Autres créditeurs non courants	12.6	5 503	6 039
Impôts différés passifs	8.3	1 160	1 070
Passif non courant		218 418	220 943
Provisions courantes	14, 15.1 et 16	6 450	6 920
Fournisseurs et comptes rattachés	12.5	21 322	19 466
Passifs financiers courants	17.3	22 119	18 888
Dettes d'impôts courants		308	351
Autres créditeurs courants	12.6	24 535	24 631
Passif courant		74 734	70 256
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	28	122
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		374 357	365 205

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Opérations d'exploitation			
Résultat net consolidé		8 558	11 854
Résultat net des activités en cours de cession		-	29
Résultat net des activités poursuivies		8 558	11 825
Pertes de valeur / (reprises)	9.7	4 165	1 835
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		14 191	14 027
Produits et charges financiers		656	1 076
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		697	582
Plus ou moins-values de cession		272	141
Impôt sur les résultats	8	3 641	4 887
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	(670)	683
Variation du besoin en fonds de roulement	12.1	2 080	(1 452)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		33 590	33 604
Frais financiers nets décaissés		(1 797)	(2 362)
Impôts sur le résultat payés		(2 668)	(3 384)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		29 125	27 858
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	29
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		29 125	27 887
Opérations d'investissement			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(89)	(557)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		964	88
Investissements incorporels et corporels	9.6	(24 832)	(24 779)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues ⁽¹⁾		400	-
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		342	148
Variations d'actifs financiers ⁽²⁾	17.1.2	(7 392)	1 140
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(30 607)	(23 960)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	(29)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(30 607)	(23 989)
Opérations de financement			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		105	2 840
Distributions versées par EDF		(2 000)	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(433)	(670)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 328)	2 170
Émissions d'emprunts	17.3.2	18 691	15 385
Remboursements d'emprunts ⁽⁴⁾	17.3.2	(14 912)	(26 564)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	13.3	1 236	1 728
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	(533)	(582)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues ⁽¹⁾		-	676
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		4 482	(9 357)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		2 154	(7 187)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		2 154	(7 187)
Flux de trésorerie des activités poursuivies		672	(3 289)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		672	(3 289)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		672	(3 289)
Variations de change		(426)	174
Autres variations non monétaires		(202)	(63)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	17.2	7 641	7 597

(1) Au 31 décembre 2025, les « Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues » qui étaient présentées au sein des « Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement » sont reclassées au sein des « Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies » pour un montant de 400 millions d'euros (676 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros (589 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ce reclassement impacte la ligne « Variations d'actifs financiers » pour -751 millions d'euros au 31 décembre 2025, l'impact aurait été de +433 millions d'euros au 31 décembre 2024 si l'information comparative avait été retraitée.

(3) Comprendaient en 2024, l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 359 millions d'euros, l'augmentation de capital de Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros, ainsi que le rachat des parts minoritaires de Framatome détenues par Assystem pour (205) millions d'euros.

(4) Dont (2 007) millions d'euros au titre du rachat des TSDI en 2025 ((3 031) millions d'euros en 2024).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2025 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽²⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023	2 084	(19)	(1 732)	51 835	52 168	11 951	64 119
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	1 598	1 379	(627)	2 350	420	2 770
Résultat net	-	-	-	11 406	11 406	448	11 854
Résultat global consolidé	-	1 598	1 379	10 779	13 756	868	14 624
Rémunération des TSDI	-	-	-	(582)	(582)	-	(582)
Émissions / rachats TSDI	-	-	-	(1 962)	(1 962)	-	(1 962)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	(672)	(672)
Autres variations ⁽³⁾	-	-	(4)	(521)	(525)	(1 118)	(1 642)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2024	2 084	1 579	(357)	59 549	62 855	11 029	73 884
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	(2 624)	3 235	1 384	1 995	(369)	1 626
Résultat net	-	-	-	8 367	8 367	191	8 558
Résultat global consolidé	-	(2 624)	3 235	9 751	10 362	(178)	10 184
Rémunération des TSDI	-	-	-	(533)	(533)	-	(533)
Émissions / rachats TSDI	-	-	-	2	2	-	2
Distributions versées par EDF	-	-	-	(2 000)	(2 000)	-	(2 000)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	(437)	(437)
Autres variations ⁽³⁾	-	(20)	(22)	(291)	(333)	410	77
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2025	2 084	(1 065)	2 856	66 478	70 353	10 824	81 177

(1) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI recyclable) sont détaillées dans l'état du résultat global. Elles correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, y compris les montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés. Elles incluent également les variations de valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de devises (cross-currency swaps).

(2) Les variations de juste valeur en OCI non recyclables sont présentées dans cette colonne.

(3) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2025, au Royaume-Uni, l'augmentation du pourcentage de détention du groupe EDF dans le projet Hinkley Point C pour 331 millions d'euros (76,69 % en 2025 et 72,60 % en 2024). En 2024, elles comprenaient l'augmentation du pourcentage de détention du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 971 millions d'euros dont 2 359 millions d'euros par augmentations de capital, l'augmentation de capital de Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros et la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (4 486) millions d'euros.

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	9	Note 9	Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France	31
1.1	Évolutions du référentiel comptable	9			
1.2	Principes généraux	10	9.1	Goodwill	31
Note 2	Synthèse des faits marquants	13	9.2	Autres actifs incorporels	32
Note 3	Périmètre de consolidation	14	9.3	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles	34
3.1	Évolutions du périmètre de consolidation	15	9.4	Actifs au titre du droit d'utilisation	38
3.2	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	15	9.5	Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)	40
Note 4	Informations sectorielles	16	9.6	Investissements incorporels et corporels au tableau de flux de trésorerie	41
4.1	Informations par secteur opérationnel	16	9.7	Pertes de valeur / reprises	42
4.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique	17	Note 10	Concessions de distribution publique d'électricité en France	49
Note 5	Excédent brut d'exploitation	18	10.1	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	50
5.1	Chiffre d'affaires	18	10.2	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	50
5.2	Achats de combustible et d'énergie	23	Note 11	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	52
5.3	Charges de personnel	23	11.1	Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	52
5.4	Impôts et taxes	24	11.2	Taishan	53
5.5	Autres produits et charges opérationnels	24	11.3	Sizewell C	54
Note 6	Autres produits et charges d'exploitation	26	11.4	Autres participations	54
Note 7	Résultat financier	27	Note 12	Besoin en fonds de roulement (BFR)	55
7.1	Cout de l'endettement financier brut	27	12.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	55
7.2	Effet de l'actualisation	27	12.2	Stocks	55
7.3	Autres produits et charges financiers	27	12.3	Clients et comptes rattachés	56
Note 8	Impôts sur les résultats	28	12.4	Autres débiteurs	58
8.1	Ventilation de la charge d'impôt	28	12.5	Fournisseurs et comptes rattachés	58
8.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	29	12.6	Autres créditeurs	59
8.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	30	Note 13	Capitaux propres	61
8.4	Ventilation d'impôts différés par nature	30	13.1	Capital social	61
			13.2	Distributions de l'émetteur	61
			13.3	Titres subordonnés à durée indéterminée	61
			13.4	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	62

Note 14 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés	63	Note 20 Passifs et actifs éventuels	117
14.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France	65	20.1 Contrôles fiscaux	117
14.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy	77	20.2 Contentieux ARENH – Force majeure	117
14.3 Provisions nucléaires en Belgique	80	20.3 Edison	118
Note 15 Provisions pour avantages du personnel	81	20.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France	119
15.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe	83	20.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique	119
15.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées)	87	20.6 Contentieux E-Pango	119
15.3 Royaume-Uni	89	20.7 Contentieux indemnitaire ENGIE	119
Note 16 Autres provisions	90	20.8 Contrats de consultants - Enquête pénale	119
16.1 Autres provisions pour déconstruction	90	20.9 EDF Belgium - Tihange 1	120
16.2 Autres provisions	90	20.10 Litiges en matière sociale	120
Note 17 Actifs et passifs financiers	92	20.11 Arbitrage Venture Global	120
17.1 Actifs financiers	92	20.12 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs	120
17.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie	96	Note 21 Engagements hors bilan	121
17.3 Passifs financiers	96	21.1 Engagements donnés	121
17.4 Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie	101	21.2 Engagements reçus	124
17.5 Instruments dérivés et comptabilité de couverture	105	Note 22 Parties liées	125
17.6 Juste valeur des instruments financiers	110	22.1 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État	125
Note 18 Indicateurs financiers	111	22.2 Rémunération des organes d'administration et de direction	125
18.1 Résultat net courant	111	Note 23 Événements postérieurs à la clôture	126
18.2 Endettement financier net	111	Note 24 Principales sociétés du périmètre de consolidation	126
Note 19 Enjeux de durabilité dans les états financiers	112	Note 25 Honoraires des Commissaires aux comptes	128
19.1 Dépenses réglementaires	113		
19.2 Évaluation des actifs et passifs	114		
19.3 Financement durable	115		
19.4 Investissements bas carbone	115		
19.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité	115		
19.6 EDF, un investisseur responsable	116		
19.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité	116		

Annexe aux comptes consolidés

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

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

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

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2025 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 19 février 2026.

Note 1 **Référentiel comptable du Groupe**

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002, les principes comptables retenus pour la préparation et la présentation des comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2025 sont conformes aux normes et interprétations IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne au 31 décembre 2025.

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros. Les totaux des tableaux étant issus de montants non arrondis, des écarts peuvent exister entre ceux-ci et la somme des montants arrondis des éléments dont ils sont constitués.

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.1 Évolutions du référentiel comptable

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2025 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2024 à l'exception des textes applicables en 2025.

1.1.1 Textes publiés par l'IASB et applicables au 1^{er} janvier 2025

Amendement d'IAS 21 - Effets des variations des taux de change - Absence de convertibilité

Applicable depuis le 1^{er} janvier 2025, cet amendement apporte des indications pour déterminer si une monnaie est échangeable contre une autre monnaie ainsi que le taux de change à retenir lorsqu'elle ne l'est pas et précise les informations à communiquer dans ce contexte.

L'application de cet amendement n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe au 31 décembre 2025.

1.1.2 Textes publiés par l'IASB et applicables à compter ou postérieurement au 1^{er} janvier 2026

Textes applicables à compter du 1^{er} janvier 2026 (adoptés par l'Union européenne)

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel résultant de la première application des textes suivants :

Amendements d'IFRS 7 et IFRS 9 : Classement et évaluation des instruments financiers

Ils précisent notamment la date à laquelle un actif ou un passif financier doit être décomptabilisé, clarifient les modalités d'application du critère SPPI (*Solely Payment of Principal and Interests*) aux instruments assortis de termes contractuels pouvant modifier l'échéancier ou le montant des flux de trésorerie ainsi que les informations complémentaires à fournir et mettent à jour les informations relatives aux instruments de capitaux propres comptabilisés sur option à la juste valeur en contrepartie des autres éléments du résultat global.

Amendements d'IFRS 7 et IFRS 9 : Contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources naturelles

Ils précisent notamment les modalités d'application de l'exemption « own use » aux contrats d'achat d'électricité produite à partir de sources naturelles (*Power Purchase Agreements* - PPA physiques), les conditions d'application de la comptabilité de couverture au moyen de contrats faisant référence à ce type d'électricité (*Virtual Power Purchase Agreements* - VPPA) lorsque l'élément couvert porte sur un volume variable d'électricité ainsi que les informations à fournir en annexe.

Améliorations annuelles - Volume 11

Le projet annuel d'améliorations de l'IASB prévoit une série de modifications sur certaines normes IFRS qui vise notamment à clarifier certains libellés et corriger des conséquences imprévues, des conflits ou des oublis relativement mineurs.

Texte applicable à compter du 1^{er} janvier 2027

Norme IFRS 18 : Présentation et informations à fournir dans les états financiers (adoptée par l'Union européenne)

La norme IFRS 18 est d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027. Elle énonce des exigences en matière de présentation et d'informations à fournir dans les états financiers et remplacera IAS 1 - Présentation des états financiers.

Un groupe de travail a été mis en place afin de se conformer aux exigences de la norme à compter de l'exercice 2027 (pas d'application anticipée envisagée en 2026).

À date, les travaux engagés comprennent :

- La refonte de la structure du compte de résultat en tenant compte des catégories définies par la norme, incluant notamment :
 - L'examen approfondi du plan de comptes,

- La décomposition des éléments en fonction de leur nature ou de leur sous-jacent, avec une analyse spécifique des lignes « autres produits et charges » ;
- La mise à jour des systèmes d'information ;
- La revue des Mesures de performance du management (MPMs) ;
- La mise à jour du tableau de flux de trésorerie selon les nouveaux principes définis par la norme.

1.2 Principes généraux

1.2.1 Conversion des états financiers des sociétés étrangères

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en appliquant le taux de change à la date de clôture pour le bilan et le taux de change moyen de la période pour le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie. Les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée, sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.2.2 Opérations en devises

Les opérations en devises étrangères sont initialement converties dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

Toutefois, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci est comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

1.2.3 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en non courant d'une part, courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.2.4 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

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

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

Les principaux éléments sur lesquels le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivants.

1.2.4.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

La stratégie industrielle du groupe EDF est de poursuivre l'exploitation de son parc de centrales nucléaires en France au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de Grand Carénage.

Depuis 2016, la durée d'amortissement des tranches en exploitation a été portée de 40 ans à 50 ans pour le palier 900 MW consécutivement à la réalisation des conditions techniques, économiques et de gouvernance. Pour le palier 1 300 MW, la durée d'amortissement a été portée à 50 ans en 2021.

Pour les tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux), palier qui est plus récent, la durée d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 40 ans.

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

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions, indépendantes l'une de l'autre, sont en cours :

- 5^e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN⁽¹⁾ en juin 2023 et l'ASN a pris position sur ce dossier en décembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. À l'issue de l'instruction, l'ASN prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5^e réexamen ;
- Instruction de la durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASN et dans le cadre de la loi n°2023-491 du 22 juin 2023. L'ASN prendra position fin 2026 sur les conditions de poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 60 ans après une phase d'expertise et d'instruction.

(1) En 2025, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a été renommée ASNR (Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection).

1.2.4.2 Provisions nucléaires

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

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

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 14.1.1.5.

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

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion des combustibles usés et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et d'investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.2.4.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

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

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2025 sont détaillées en note 15.

1.2.4.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. Le Groupe révisé par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour (voir note 9.7).

1.2.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer la juste valeur des instruments financiers non cotés sur un marché (principalement les titres de dettes et de capitaux propres constituant les actifs dédiés et les contrats d'énergie), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.2.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations (voir note 5.1).

1.2.4.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 10). L'évaluation des passifs des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie des actifs et de dates de décaissements.

1.2.4.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.2.4.9 Enjeux de durabilité

Le Groupe est concerné par des enjeux climatiques, de biodiversité, de gestion des ressources et des déchets. Les effets liés à ces enjeux environnementaux constituent un élément pris en compte dans les modèles utilisés pour estimer et évaluer certains éléments comptables (voir note 19), notamment dans le cadre des tests de dépréciation des actifs non financiers.

1.2.4.10 Autres jugements et estimations

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables pour obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

Notamment, dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement. Ainsi, EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour

placer une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 14.1.2.2). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe ne consolide pas ces fonds. Ils sont, par conséquent, comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

Le Groupe détient via sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus Seraing 2.0 SA. La gouvernance et les accords contractuels confèrent à Luminus le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale en application d'IFRS 10.

Le Groupe détient via EDF Energy, une participation de 12,5 % (16,23 % au 31 décembre 2024) dans la société Sizewell C (Holding) Limited, holding de la société portant le projet Sizewell C. Le Groupe exerce une influence notable sur cette société notamment en raison de sa représentation au sein du Conseil d'administration de cette entité, de la fourniture d'informations techniques et d'équipements essentiels au développement du projet.

1.2.5 Restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni, voir note 15) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France, voir note 14.1.2 et au Royaume-Uni, voir note 14.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et Dalkia) et dans une moindre mesure en Italie (voir note 9.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni et Taishan (TNPJVC) en Chine) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 17.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 17.2).

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs en 2025 du Groupe sont les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2025) :

- **Développements dans le nucléaire :**

- > **EPR de Flamanville 3** : le couplage de l'unité de production a été réalisé le 21 décembre 2024. Sur 2025, les essais de montée en puissance par palier se sont poursuivis. Le 14 décembre 2025, la tranche a franchi le palier de 100 % de Puissance Nominale. Cette première atteinte des 100 % permet de tester les matériels à pleine puissance, réaliser des relevés et vérifier leur bon fonctionnement (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 décembre 2025 et voir note 9.3).
- > **EPR2** : la revue de maturité technique et la consolidation des coûts à terminaison du programme se poursuivent. Par ailleurs, le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État qui prévoient un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public. Le 18 décembre 2025, EDF a présenté à son Conseil d'administration le devis prévisionnel de son programme de construction de six EPR2 qui s'établit à 72,8 milliards d'euros₂₀₂₀. Ce devis sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 décembre 2025, voir note 9.2),
- > **Sizewell C** : EDF a annoncé la finalisation du financement du projet Sizewell C. Il prévoit d'investir pendant la période de construction un montant maximum de 1,1 milliard de livres sterling et a porté sa participation dans le projet à 12,5 %. (cf. communiqué de presse du Groupe du 4 novembre 2025),
- > **Hinkley Point C** : au cours de l'exercice, le projet a atteint plusieurs jalons opérationnels (pose du dôme de l'Unité 2, finalisation des travaux et du raccordement du tunnel d'évacuation des Unités 1 et 2, avancée du montage électromécanique). Au 31 décembre 2025, la révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact 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 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié (voir note 9.7).
- > La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 373 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 350 et 370 TWh à une fourchette de 365 - 375 TWh) annoncée par le Groupe le 13 octobre 2025 (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 octobre 2025) ;

- **Opérations de financement :**

- > Le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling. Cette opération permet à EDF de sécuriser une part substantielle du financement en livre sterling de ses investissements au Royaume-Uni pendant les trois années à venir, en particulier le projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025 et voir notes 17.3.2 et 21.2.2),
- > Le 22 octobre 2025, EDF a annoncé le remboursement anticipé de prêts bancaires de maturité de 3 à 5 ans pour un montant total équivalent à 7,4 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 octobre 2025) ;

- **Politique commerciale** : EDF est pleinement engagé dans le déploiement de sa politique commerciale qui vise à offrir un plus large choix de contrats d'électricité bas carbone de moyen et long terme pour réduire l'exposition des clients à la volatilité des prix sur les marchés de gros (cf. communiqué de presse du Groupe du 6 mars 2025) avec la signature de 18 contrats long terme pour les industriels électro-intensifs dont 12 contrats d'allocation de production nucléaire ;

- **Énergies renouvelables :**

- > EDF Renouvelables⁽¹⁾ a annoncé la mise en service complète du premier parc éolien flottant français, Provence Grand Large, situé au large du golfe de Fos (Bouches-du-Rhône) qui dispose d'une puissance de 25 MW (cf. communiqué de presse du Groupe du 5 juin 2025).

(1) EDF Renouvelables est renommée EDF power solutions depuis le 17 juin 2025.

Note 3 Périmètre de consolidation

Principes et méthodes comptables

Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (voir note 11).

Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de JERA Global Markets, codétenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (FSG).

Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous :

- à la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;
- toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- en cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. L'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

Le Groupe consolide 1 400 sociétés. Les principales entités du périmètre de consolidation sont détaillées dans la note 24.

Sur l'exercice 2025, le Groupe connaît les variations de périmètre de consolidation suivantes :

- la cession le 3 mars 2025 par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Snam SpA pour un montant de 565 millions d'euros. Depuis le 31 décembre 2023, les actifs et passifs correspondants étaient classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente (cf. communiqué de presse d'Edison du 3 mars 2025 et note 3.2) ;
- les acquisitions par Framatome le 31 mars 2025 de Segault SAS et Velan SAS (renommée Valselve SAS), sociétés spécialisées dans la conception, la fabrication et la maintenance de robinetterie de réacteurs nucléaires (cf. communiqués de presse de Framatome du 31 mars 2025) ;
- le rapprochement au 1^{er} avril 2025 des activités de *trading* au Japon des groupes JERA et EDF Trading sous l'égide de JERA Global Markets, la co-entreprise détenue à 33 % par EDF Trading (cf. communiqué de presse d'EDF Trading du 27 mars 2025) ;
- la sortie du périmètre de consolidation au 31 mai 2025 de Shandong Zhonghua Power Company, qui était détenue à 19,6 % et mise en équivalence, suite au transfert des titres à China Energy Investment Group. Cette opération n'a pas d'impact significatif dans les comptes du Groupe ;
- la sortie du périmètre de consolidation au 30 juin 2025 de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), qui était détenue à 56,25 % et consolidée en intégration globale, à la suite de la fin du contrat de concession le 4 février 2025. Cette opération n'a pas d'impact significatif dans les comptes du Groupe ;
- la cession le 15 juillet 2025 d'Elpedison BV qui était détenue à 50 % et mise en équivalence dans les comptes du Groupe à la suite de l'accord signé entre Edison et HELLENiQ Energy Holdings S.A le 11 avril 2025. Le prix de la transaction atteint un montant d'environ 200 millions d'euros pour la part détenue par Edison et environ 540 millions d'euros pour la valeur totale d'Elpedison (cf. communiqué de presse d'Edison du 15 juillet 2025) ;
- l'acquisition, en août 2025, par EDF Energy des parts restantes de Pod Point qu'elle ne détenait pas encore au prix de 0,065 livre sterling par action, EDF est désormais l'actionnaire unique de Pod Point.

Évolutions attendues postérieures au 31 décembre 2025

Le 10 décembre 2025, EDF power solutions a signé un accord avec Âmbar Energia concernant la vente de la centrale Norte Fluminense au Brésil. Au 31 décembre 2025, la filiale EDF Norte Fluminense qui détient cette activité est consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe. La finalisation de cette opération devrait avoir lieu au premier semestre 2026.

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Principes et méthodes comptables

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice, ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs ;
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

L'évolution des actifs et passifs détenus en vue de leur vente sur 2025 est liée à la cession par Edison d'actifs de stockage gaz (Stoccaggio) et à l'encaissement d'un complément de prix sur la cession des activités E&P réalisée en 2022.

Note 4 Informations sectorielles

4.1 Informations par secteur opérationnel

Principes et méthodes comptables

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

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

L'information sectorielle du Groupe a évolué pour refléter la nouvelle organisation d'EDF power solutions mise en œuvre au cours du premier semestre 2025. Celle-ci vise à rapprocher, sous la même direction, les équipes et activités de la Direction Internationale et d'EDF Renouvelables au sein d'une gouvernance unique. L'information sectorielle du Groupe a été modifiée dans les comptes consolidés 2025 comme suit :

- création d'un nouveau secteur opérationnel « EDF power solutions », rapprochant l'ancien secteur opérationnel « EDF Renouvelables » ainsi que les entités transférées ou devant être transférées, qui se trouvaient auparavant au sein du secteur « Autre International » ;
- les activités résiduelles du segment « Autre International » (essentiellement en Chine) sont désormais présentées au sein du secteur « Autres » car leurs agrégats ne dépassent pas les seuils précisés par IFRS 8. Pour rappel, le secteur « Autres », auparavant intitulé « Autres métiers », inclut principalement les activités de *trading* (EDF Trading), les activités gazières du Groupe et d'EDF Investissements Groupe.

L'information au 31 décembre 2024 a été retraitée selon cette nouvelle présentation pour permettre la comparabilité des données régulièrement examinées par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France - Activités de production et commercialisation** » qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- « **France - Activités régulées** » qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- « **Industrie et Services** » qui désigne les entités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Italie** » qui désigne les entités du sous-groupe Edison et TdE SpA ;
- « **EDF power solutions** » qui regroupe les entités du sous-groupe EDF power solutions qui inclut désormais les activités de la Belgique et du Brésil (précédemment incluses dans le secteur « Autres International ») ;
- « **Dalkia** » qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- « **Autres** » qui comprennent en particulier EDF Trading, les activités gazières et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

4.1.1 Au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industrie et Services	Royaume -Uni	Italie	EDF power solutions	Dalkia	Autres ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires externe	40 568	21 276	3 461	16 186	16 955	4 401	5 408	5 011	-	113 266
Chiffre d'affaires intersecteurs	2 100	55	2 898	-	441	957	713	615	(7 779)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	42 668	21 331	6 359	16 186	17 396	5 358	6 121	5 626	(7 779)	113 266
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(16 761)	(9 454)	-	(11 256)	(14 369)	(601)	(1 208)	(3 232)	-	(56 881)
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(10 432)	(5 575)	(5 195)	(2 022)	(1 408)	(2 559)	(3 670)	(319)	2 064	(29 116)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	14 592	7 522	653	2 268	1 308	1 377	472	1 461	(397)	29 256
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	9 164	3 587	163	(512)	497	(117)	121	598	(397)	13 104
Bilan										
GOODWILL	127	223	2 090	3 419	141	251	609	112	-	6 972
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	68 794	77 474	4 249	27 419	5 905	15 825	2 873	660	-	203 199
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	4 029	-	164	31	172	2 225	65	2 142	-	8 828

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres » inclut la marge trading réalisée par EDF Trading pour 1 436 millions d'euros.

4.1.2 Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industries et Services ⁽¹⁾	Royaume - Uni	Italie	EDF power solutions	Dalkia	Autres ⁽²⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires externe	47 991	20 037	2 525	17 477	15 197	5 804	5 323	4 336	-	118 690
Chiffre d'affaires intersecteurs	2 975	34	2 648	21	26	921	695	529	(7 849)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	50 966	20 071	5 173	17 498	15 223	6 725	6 018	4 865	(7 849)	118 690
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(16 541)	(9 622)	(32)	(10 992)	(12 072)	(1 649)	(1 216)	(2 093)	-	(54 217)
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(10 250)	(5 413)	(4 131)	(1 943)	(1 433)	(2 377)	(3 603)	(259)	1 695	(27 714)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	20 950	5 576	499	3 485	1 762	2 242	425	1 965	(381)	36 523
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	11 698	1 823	92	1 283	531	1 084	45	2 128	(357)	18 327
Bilan										
GOODWILL	127	223	2 023	3 596	142	251	634	112	-	7 108
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	67 128	74 265	3 917	25 829	5 699	15 906	2 644	558	-	195 946
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	3 903	-	124	821	336	2 426	62	2 495	-	10 167

(1) Le secteur Industrie et Services inclut les activités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions. Concernant Arabelle Solutions, les flux sur le résultat du Groupe correspondent à 7 mois d'activité depuis son entrée dans le périmètre de consolidation au 31 mai 2024.

(2) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres » inclut la marge trading réalisée par EDF Trading pour 1 908 millions d'euros.

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique

(en millions d'euros)	2025	2024
France	59 792	70 346
Royaume-Uni	26 067	22 261
Italie	14 745	13 129
Belgique	3 040	3 659
Autres	9 622	9 295
dont Europe	5 865	5 462
dont Amériques	2 398	2 626
dont Asie	885	911
dont Afrique	439	282
CHIFFRE D'AFFAIRES	113 266	118 690

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Chiffre d'affaires	5.1	113 266	118 690
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(56 881)	(54 217)
Services extérieurs et autres achats		(23 795)	(24 712)
Production stockée et immobilisée		9 561	10 829
(Dotations) et reprises de provisions		281	335
Autres consommations externes^{(1) (2)}		(13 953)	(13 548)
Charges de personnel⁽²⁾	5.3	(15 163)	(14 166)
Impôts et taxes	5.4	(3 407)	(4 142)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	5 394	3 906
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		29 256	36 523

(1) Retraités des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 2,0 % par rapport à 2024.

(2) Au 31 décembre 2025, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « charges de personnel » pour un montant de 3 618 millions d'euros (3 640 millions d'euros au 31 décembre 2024). L'information comparative de l'exercice 2024 a été retraitée en conséquence sans impact sur l'EBE (voir note 5.3).

5.1 Chiffre d'affaires

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce, des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client, en particulier ceux fabriqués par Framatome et Arabelle Solutions) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

Activité trading

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*). Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés de gros, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de *trading* adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

5.1.1 Évolutions réglementaires

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

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

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

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1^{er} février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs pourront bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (- 22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025
19/06/2025	- 0,39 % TTC (- 1,27 % HT)	+ 0,07 % TTC (- 0,76 % HT)	25/07/2025	01/08/2025
14/01/2026	- 0,74 % TTC (- 0,24 % HT)	- 1,58 % TTC (- 1,29 % HT)	28/01/2026	01/02/2026

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

Enedis et RTE assurent la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Au titre des articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) couvrent l'ensemble des coûts d'exploitation des gestionnaires de réseau et leur assurent une juste rémunération des capitaux investis.

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

TURPE 6 et 7 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n°0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ quatre ans. La CRE a fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021. De même, la CRE a fixé un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt dans sa délibération 2021-12 du 21 janvier 2021.

Dans sa délibération n°2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1^{er} août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1^{er} août 2023.

Dans sa délibération n°2024-121 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Transport, sans impact sur l'EBE du Groupe, de + 4,99 % au 1^{er} août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,69 % au 1^{er} août 2023.

Dans sa délibération n°2025-08 du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une hausse exceptionnelle du niveau moyen du TURPE Distribution de + 7,7 % au 1^{er} février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits) d'Enedis constitué lors des premières années de TURPE 6. Cette anticipation avait vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur.

La CRE a publié le 13 mars 2025 sa délibération n°2025-78 portant décision sur le TURPE 7 Distribution. La CRE y fixe un niveau de marge sur actif de 2,5 %, une rémunération complémentaire des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7, en vigueur depuis le 1^{er} août 2025 pour une durée de quatre ans. Toutefois, du fait du transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État, le TURPE Distribution a diminué de 1,92 % au 1^{er} août 2025.

De même pour le TURPE Transport, la CRE a proposé un mouvement exceptionnel de + 9,61 % au 1^{er} février 2025 dans sa délibération 2025-09 du 15 janvier 2025.

La CRE a publié le 13 mars 2025 sa délibération n°2025-77 portant décision sur le TURPE 7 Transport. La CRE y fixe un taux de rémunération de la Base d'Actifs Régulés de 5 % avant impôt. Elle retient en outre une prime de rémunération complémentaire spécifique de 0,5 % pour les actifs constitutifs de raccordement des parcs éoliens en mer du fait d'une complexité et de risques supérieurs au reste de l'activité de RTE.

Enedis a été informée en janvier 2026 d'un recours déposé par un particulier le 13 mai 2025 contre la délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT. L'instruction est en cours devant le Conseil d'État.

Fonds de péréquation de l'électricité

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

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser tout ou partie des charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE, si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne SEI, Enedis et Électricité de Strasbourg pour respectivement 249 millions d'euros, 29 millions d'euros et 2 millions d'euros en 2025.

Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

Dispositif général

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

À l'exception des 20 TWh additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022 détaillés ci-après, le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal de 120 TWh.

Ce volume global maximal est fixé à 100 TWh pour l'année 2025 conformément à un arrêté du 28 avril 2011.

Pour cette dernière année d'application du dispositif, les fournisseurs alternatifs ont demandé 134,93 TWh et n'ont donc reçu que 74,12 % du volume d'électricité qu'ils avaient demandé au titre de l'ARENH. Ce niveau de demande est légèrement supérieur à celui de 2024 (130,41 TWh).

Contentieux des 20 TWh additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022

Aux termes d'un dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh supplémentaires d'électricité pour la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros.

Cadre de marché post ARENH

Le dispositif de l'ARENH a pris fin le 31 décembre 2025. Le nouveau dispositif défini par l'article 17 de la loi de finances 2025 prévoit le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50% et 90%. Ces seuils seront fixés par période triennale, par arrêtés ministériels, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement.

En application du décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 encadrant la méthodologie d'évaluation de ces coûts du nucléaire, la CRE a publié le 30 septembre 2025 son évaluation du coût complet, s'élevant à 60,3 €/2026/MWh sur la période 2026-2028 et à 63,4 €/2026/MWh sur la période 2029-2031.

L'arrêté du 11 février 2026 fixe les seuils de taxation et d'écrêtement à respectivement 78 €/MWh et 110 €/MWh pour les années 2026 à 2028. Le décret n° 2026-75 du 11 février 2026 stipule quant à lui les situations dans lesquelles ces seuils peuvent être modifiés à l'intérieur de cette période de trois ans ainsi que leur indexation annuelle sur l'inflation.

Le décret n° 2026-55 du 4 février 2026 relatif aux conditions d'application du « versement nucléaire universel » (VNU) fixe en particulier les éléments de calcul du montant du VNU et son transfert aux fournisseurs d'électricité au titre de la minoration sur les factures de leurs consommateurs. L'arrêté du 4 février 2026 précise les modalités selon lesquelles le versement nucléaire universel est mentionné sur les factures d'électricité.

Un arrêté fixera pour chaque année le montant de la minoration appliquée aux factures des consommateurs.

Pour 2026, les dernières estimations des revenus du parc nucléaire publiées par la CRE au 30 novembre 2025 s'élèvent à 66,08 €/MWh.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni, en Belgique et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

En **France**, le groupe EDF est concerné par ce dispositif en tant :

- qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF power solutions) qui fait certifier ses capacités et reçoit en échange des certificats de capacité qu'il peut revendre sur les marchés ;
- que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur pour compenser des pertes (Enedis et Strasbourg Électricité Réseaux) devant détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients, ou de leurs pertes, en période de pointe.

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

Année de livraison	2024	2025	2026
Prix (€/kW)	27,1	14,7	4,4

Pour l'année de livraison 2026, dix sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril 2024, 6,1 €/kW en septembre 2024, 3,5 €/kW en octobre 2024, 2,5 €/kW en décembre 2024, 3,2 €/kW en mars 2025, 3,6 €/kW en mai 2025, 3,3 €/kW en juin 2025, 3,5 €/kW en septembre 2025, 2,6 €/kW en octobre 2025 et 0,1 €/kW en décembre 2025.

Le mécanisme de capacité actuellement en vigueur prendra fin en novembre 2026.

À la suite de la réponse obtenue de la Commission européenne en date du 22 décembre 2025, laquelle permet de considérer le dispositif législatif lui ayant été notifié comme conforme au droit de l'Union européenne en matière d'aides d'État, le décret n°2025-1441 du 31 décembre 2025 est venu préciser les dispositions réglementaires d'application du nouveau mécanisme de capacité.

Il sera organisé selon les principes suivants :

- RTE contractualisera, pour le compte de la collectivité, le volume de capacité en MW nécessaire à la sécurité d'approvisionnement de la France pour une période de livraison donnée. Cette période correspondra à un hiver électrique à cheval sur deux années civiles ;
- la contractualisation sera réalisée à l'issue d'enchères qui seraient au nombre de deux en régime nominal : une première quatre années avant la période de livraison et une seconde un an avant la période de livraison. Les exploitants lauréats de l'enchère contractualiseront un engagement de disponibilité pendant les périodes de pointe de la période de livraison en échange duquel ils percevront une rémunération, sous réserve que leur disponibilité soit effectivement constatée. Les engagements de disponibilité pourront être échangés sur un marché secondaire (un acteur ayant pris un engagement de disponibilité auprès de RTE pourra le céder à un autre acteur). Le coût de la contractualisation des engagements de disponibilité des capacités sera répercuté aux fournisseurs et aux consommateurs s'approvisionnant directement sur le marché de gros (et des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes) à hauteur de leur consommation lors des périodes de tension, via une taxe collectée par RTE.

Au **Royaume-Uni**, le mécanisme, repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique. EDF Energy est concernée par ce dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production dont les capacités retenues aux enchères sont rémunérées l'année de livraison et en tant que fournisseur devant effectuer un versement à proportion de ses ventes aux clients sur les périodes de pointe.

En **Italie**, le mécanisme de capacité repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par Terna, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe. Si le prix de vente sur les marchés est supérieur au prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à Terna.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison ou lors de la vente des certificats sur le marché en France. Avec le nouveau mécanisme en France, les exploitants de capacité seront rémunérés après la période de livraison et non plus à l'issue des enchères comme actuellement. L'achat de certificats ou la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité sont enregistrés en achats d'énergie sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

Cadre juridique des concessions hydrauliques

Le cadre juridique des concessions hydrauliques a vocation à être modifié. Le communiqué de presse du Premier ministre français du 28 août 2025 fait état d'un accord de principe entre la France et l'Union européenne en vue de résoudre les deux mises en demeure adressées à l'État français sur un supposé abus de position dominante d'EDF et sur l'absence de mise en concurrence des concessions hydroélectriques arrivées à échéance. Le cadre de l'accord de principe proposé par le gouvernement français repose sur trois volets :

- le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation pour l'exploitation de l'énergie hydraulique ;
- la possibilité de maintenir les exploitants en place, indispensable pour garantir la continuité de l'exploitation des ouvrages au regard des enjeux de sécurité de ces derniers, de gestion de l'eau, de maintien des compétences et des emplois locaux, et de retour de valeur sur les territoires, au bénéfice de l'intérêt général ;
- la mise en vente par EDF de 6 GW de capacités hydroélectriques à des tiers et au bénéfice final des consommateurs. Ces capacités virtuelles seront mises en vente sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et via des enchères concurrentielles.

L'accord proposé par le gouvernement français doit désormais être traduit dans la législation française, ce qui permettra de relancer le développement de l'hydroélectricité et la mise en chantier de nouveaux projets d'importance. Pour ce faire, la proposition de loi « visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique », déposée le 13 janvier 2026, a été adoptée par l'Assemblée nationale le 5 février 2026 et doit désormais être examinée par le Sénat.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- **« Production - Commercialisation »** : production d'électricité d'origine nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique, ...) ; commercialisation d'électricité et de gaz réalisée au sein des secteurs France - Activités de production et commercialisation, EDF power solutions, Italie, Royaume-Uni et Autres (activités gazières) ;
- **« Distribution »** : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension. Cette activité regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Services »** : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ainsi que les activités de services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend les activités de Framatome, d'Arabelle Solutions et de Dalkia ;
- **« Autres activités »** : cette activité comprend les autres services énergiques, les holdings, les entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés ainsi que la marge *trading*.

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

(en millions d'euros)	2025	2024
Production - Commercialisation	79 795	87 086
Distribution	20 400	18 978
Services	8 870	8 289
Autres activités	4 201	4 337
dont <i>Trading</i>	1 436	1 908
CHIFFRE D'AFFAIRES	113 266	118 690

En 2025, le chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz représente 9 453 millions d'euros (3 855 millions d'euros en 2024). Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2025, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont France - Activités de production et commercialisation (électricité), Autres (gaz), l'Italie (électricité) présentés dans la ligne « Production - Commercialisation » et Dalkia (électricité) présenté dans la ligne « Services ». En 2024, il s'agissait des secteurs Autres (gaz), l'Italie (électricité) et Dalkia (électricité).

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de 2025 est en baisse de (5 145) millions d'euros, soit de -4,3 %.

Production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du secteur **France - Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (7 423) millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par la baisse des prix de vente aux clients au TRVE et en offres de marché, induite par la baisse des prix de marché. Elle s'explique également par des effets prix de l'énergie défavorables sur les obligations d'achat (effet neutre en EBE compte tenu du mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat) ainsi que par des effets volume défavorables sur les activités de commercialisation en lien avec la baisse du portefeuille clients.

Le chiffre d'affaires du secteur **EDF power solutions** est en baisse organique de (1 292) millions d'euros. Cette diminution s'explique principalement par la fin du contrat *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil en décembre 2024 pour (645) millions d'euros ainsi que l'expiration du contrat de concession au Vietnam, dont les actifs ont été transférés au gouvernement à compter du 4 février 2025. Elle résulte également de la baisse du chiffre d'affaires en Belgique en lien avec une baisse des volumes contractés (BtoB) pour (531) millions d'euros.

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en baisse organique de (1 029) millions d'euros, du fait principalement de l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients.

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** est en hausse organique de 1 842 millions d'euros. Cette évolution porte essentiellement sur l'activité électricité pour 1 080 millions d'euros en lien avec la hausse des volumes et sur l'activité gaz pour 734 millions d'euros, attribuable à une hausse des volumes vendus.

Distribution

Le secteur **France - Activités régulées** voit son chiffre d'affaires augmenter, en variation organique, de 1 239 millions (+6,2 %) principalement en lien avec la hausse des tarifs d'acheminement (TURPE) de +4,81 % en novembre 2024, +7,7 % en février 2025 et -1,92 % au 1^{er} août 2025.

Les prestations d'acheminement, incluses dans la ligne « Distribution », sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la ligne « Production - Commercialisation » car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont également incluses dans le poste « charges de transport et d'acheminement » (voir note 5.2).

Services

Le chiffre d'affaires du secteur **Industrie et Services** est en hausse organique de 728 millions d'euros (+28,8 %). Cette progression résulte de l'augmentation organique du chiffre d'affaires de Framatome pour 683 millions d'euros, portée par le Royaume-Uni, notamment le projet Sizewell C.

Les activités de services de **Dalkia** contribuent à hauteur de 95 millions d'euros à la croissance organique du chiffre d'affaires des services énergétiques du Groupe. Cette progression s'explique principalement par le dynamisme de l'activité commerciale, tant en France qu'à l'international, ainsi que par la hausse des prix du gaz.

Autres activités

La baisse du chiffre d'affaires des « Autres activités » s'explique essentiellement par la baisse organique de la marge *trading* à hauteur de (453) millions d'euros en raison du recul de la volatilité et des prix de marché des énergies.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

(en millions d'euros)	2025	2024
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(19 074)	(17 598)
Achats d'énergie	(28 511)	(27 823)
Charges de transport et d'acheminement	(10 419)	(9 602)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	104	218
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	1 019	588
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(56 881)	(54 217)

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, gaz, biomasse et autres matières fossiles), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz sont présentées en position nette acheteur. Celles-ci figurent à hauteur de 6 495 millions d'euros dans les achats d'énergie et 55 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles (respectivement 6 636 et 126 millions d'euros en 2024). En 2025, les principaux secteurs opérationnels nets acheteurs en euros sur les marchés sont la **France - Activités de production et commercialisation** (gaz), le **Royaume-Uni** (gaz et électricité), **EDF power solutions** (Luminus - gaz) et **Dalkia** (gaz). En 2024, il s'agissait des mêmes secteurs.

La ligne « Achats d'énergie » intègre également les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France qui font l'objet d'une compensation par la CSPE (voir note 5.5.1).

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 2,9 milliards d'euros par rapport à 2024, principalement sur les secteurs **Italie** pour 2,3 milliards d'euros (principalement des achats de gaz), **Autres** pour 1,1 milliard d'euros (activités gazières) et **Royaume-Uni** pour 0,4 milliard d'euros (essentiellement des achats de gaz et d'électricité). Cela est partiellement compensé par une diminution sur le secteur **EDF power solutions** pour (1,0) milliard d'euros (essentiellement des achats d'électricité de Luminus).

5.3 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2025	2024
Rémunérations	(12 445)	(11 745)
Charges de sécurité sociale	(3 100)	(2 805)
Intéressement et participation	(526)	(538)
Autres contributions liées au personnel	(409)	(389)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(318)	(288)
Avantages à court terme	(16 798)	(15 765)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 338)	(1 335)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(526)	(512)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 864)	(1 847)
Autres avantages à long terme	(77)	(154)
Indemnités de fin de contrat	(42)	(40)
Autres charges de personnel	(119)	(194)
CHARGES DE PERSONNEL HORS PRODUCTION STOCKÉE ET IMMOBILISÉE	(18 781)	(17 806)
Production stockée et immobilisée ⁽¹⁾	3 618	3 640
CHARGES DE PERSONNEL Y COMPRIS PRODUCTION STOCKÉE ET IMMOBILISÉE	(15 163)	(14 166)

(1) Au 31 décembre 2025, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « charges de personnel ».

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +6,6 % par rapport à 2024 principalement en lien la hausse des effectifs moyens par rapport à 2024 (+6 829 ETP sur les effectifs moyens entre les deux exercices) et dans une moindre mesure par l'évolution des rémunérations.

Les effectifs moyens sont les suivants :

(en équivalent temps plein)	2025	2024
Statut IEG	101 019	98 549
Autres	87 660	83 301
EFFECTIFS MOYENS	188 679	181 850

5.4 Impôts et taxes

(en millions d'euros)	2025	2024
Impôts et taxes sur rémunérations	(389)	(375)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 303)	(1 589)
Autres impôts et taxes	(1 715)	(2 178)
IMPÔTS ET TAXES	(3 407)	(4 142)

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 719 millions d'euros, soit -17,4 % principalement sur le secteur **Royaume-Uni** pour 445 millions d'euros dont 438 millions d'euros dus à la taxe sur les revenus de la réglementation *Electricity Generator Levy* qui atteint (53) millions d'euros en 2025 contre (491) millions d'euros en 2024, le secteur **EDF power solutions** pour 162 millions d'euros en lien avec la fin du contrat *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil en décembre 2024 et le secteur **France - Activités régulées** pour 139 millions d'euros en lien avec la fin de la contribution au financement des aides aux collectivités pour l'électricité rurale (FACÉ) depuis le 1^{er} août 2025.

Le dispositif de captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) a pris fin en 2024 en France et en 2023 en Belgique. Seul le **Royaume-Uni** est concerné avec un dispositif équivalent de taxe sur les revenus (*Electricity Generator Levy*). Ce dispositif mis en place depuis le 1^{er} janvier 2023 est applicable jusqu'au 31 mars 2028.

5.5 Autres produits et charges opérationnels

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	5.5.1	11 975	7 127
Résultat de déconsolidation		124	470
Résultat de cession d'immobilisations		(568)	(201)
Dépréciations/reprises nettes aux provisions sur actifs courants		(219)	(164)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation ⁽¹⁾		(716)	(492)
Autres produits et charges	5.5.2	(5 202)	(2 834)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 394	3 906

(1) Voir notes 14.1.1.1, 16.1 et 16.2

5.5.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement les montants reçus ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser relatives à 2025 qui se traduit dans les comptes par un produit de 11 752 millions d'euros en 2025 (6 861 millions d'euros en 2024) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 8 885 millions d'euros (3 018 millions d'euros au 31 décembre 2024) au titre de la compensation des surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et complément de rémunération). Ce montant inclut notamment la compensation par l'État du montant à reverser aux producteurs à la suite de la prise d'effet au 31 décembre 2025 de la censure par le Conseil Constitutionnel de l'article 230 de la loi de finances 2023 et dont la contrepartie est comptabilisée en « Autres produits et charges » (voir note 5.5.2) ;
- une régularisation des pertes de recettes 2023 et 2024 liées aux dispositifs de l'amortisseur et du bouclier tarifaire pour (109) millions d'euros. Ce dispositif a pris fin le 31 janvier 2024 et avait donné lieu à un produit de 1 562 millions d'euros en 2024 ;
- un produit de 2 977 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités (2 281 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La contrepartie du produit de CSPE au 31 décembre 2025 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 12.4).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) (France)

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative de 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis :

- le 1^{er} janvier 2021, compensées via le budget général de l'État ;
- la loi de finances initiale 2024, partiellement compensées par les compléments de prix ARENH ;
- la loi de finances initiale 2025, partiellement compensées, au travers d'une quote-part d'accise sur le chauffage (électricité, gaz, fioul).

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2025 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2025 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté de crédits à hauteur de 8,6 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR, de cogénération et de biogaz, les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées (ZNI). Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en décembre 2025, d'un complément de 1,1 milliard d'euros au travers de la loi de finances de fin de gestion pour s'établir ainsi à 9,7 milliards d'euros en 2025.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité - TICFE), sont reversées directement au budget général. L'accise sur l'électricité est collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement perçue auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 29,98 €/MWh depuis le 1^{er} août 2025 pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises.

5.5.2 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les charges liées à l'obtention des certificats d'économies d'énergie (CEE), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France.

Ils comprennent également les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2025 :

- des charges à hauteur de 60 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 16 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 39 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 5 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 23 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessous.

Certificats d'économies d'énergie

Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, sont soumis à des obligations d'économie d'énergie.

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

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués peuvent être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des CEE délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

Complément de rémunération

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

En cas de prime négative, l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022 prévoyait un mécanisme de partage de gain entre le producteur et les finances publiques pour tous les contrats de complément de rémunération qui prévoient une limite aux sommes dont le producteur est redevable. Ce mécanisme s'articulait autour d'un prix seuil déterminé par arrêté. En fonction du niveau de ce prix seuil, les producteurs pouvaient, soit bénéficier totalement du plafonnement prévu par leur contrat, soit bénéficier partiellement de ce plafonnement, soit voir leurs compléments de rémunération négatifs totalement déplafonnés. Par une décision n°2023-1065 QPC du 26 octobre 2023, le Conseil constitutionnel a censuré l'article 38. Par la suite, l'article 230 de la loi de finances 2023 a instauré un déplafonnement total, à compter du 1^{er} janvier 2022, des montants de primes négatives dues par les producteurs au titre des contrats de complément de rémunération qui prévoyaient initialement des plafonds. Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré ce déplafonnement total, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard. Aucun dispositif législatif n'ayant été mis en place au 31 décembre 2025, les autres produits et charges comptabilisés au 31 décembre 2025 intègrent les effets de l'entrée en vigueur de cette censure. Ce mécanisme est compensé par la CSPE et sans impact sur le résultat d'exploitation du Groupe.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim qui prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel). Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 12.6) ;

Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;

- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a été reconnu dans les comptes à ce stade.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendue pour 2026.

Note 6 *Autres produits et charges d'exploitation*

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 075 millions d'euros au 31 décembre 2025. Ils comprennent principalement :

- 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 ;
- des provisions en lien avec les litiges environnementaux en Italie pour (390) millions d'euros. Ce montant inclut des dotations complémentaires dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 16.2) et des procédures en cours relatives à la vente d'Ausimont (site de Bussi, voir note 20.3) ;
- le résultat de cession par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Snam SpA pour 152 millions d'euros (voir note 3) ;
- un produit de 93 millions d'euros induit par la réforme des retraites en lien avec l'adoption de la loi de financement de la sécurité sociale pour 2026 ;
- des coûts en lien avec la fermeture de Photowatt chez EDF power solutions.

Note 7 Résultat financier

7.1 Cout de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2025	2024
Charges d'intérêts sur opérations de financement ⁽¹⁾	(3 543)	(3 984)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	95	(23)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	15	(14)
Résultat net de change sur endettement	56	(73)
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(3 377)	(4 094)

(1) Comprend en 2025 les intérêts relatifs à la dette liée à l'obligation locative pour (156) millions d'euros ((131) millions d'euros en 2024).

7.2 Effet de l'actualisation

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

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2025	2024
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(1 283)	(1 227)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(2 052)	(1 848)
Autres provisions et avances	(93)	(115)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 428)	(3 190)

(1) Voir note 15.1.3.

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

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi en 2025 s'explique par la hausse du volume des engagements au 1^{er} janvier 2025 en lien avec l'évolution des rémunérations principales, le taux d'actualisation étant stable en France, 3,4 % au 1^{er} janvier 2025 et au 1^{er} janvier 2024 (voir note 15.1).

L'augmentation des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en 2025 résulte d'une hausse de l'assiette des provisions entre décembre 2024 et décembre 2025, le taux d'actualisation étant stable (4,5 % en décembre 2025 et en décembre 2024 en France, voir note 14.1.1.5). Les charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en France pour 2024 comme pour 2025 comprennent l'effet d'une hausse du taux réel d'actualisation de 10 points de base (voir note 14.1.1).

7.3 Autres produits et charges financiers

(en millions d'euros)	2025	2024
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	341	351
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	517	148
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	1 280	978
dont dividendes et produits d'intérêts	1 265	1 216
dont plus ou moins-values nettes de cessions réalisées	15	(238)
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 646	3 280
Autres charges financières	(425)	(327)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(154)	(61)
Produits sur les actifs de couverture	697	668
Intérêts d'emprunts capitalisés	1 328	1 315
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	5 230	6 352

Au titre des actifs dédiés, les « autres produits et charges financiers » comprennent principalement sur l'année 2025 :

- des variations de juste valeur sur les OPC et titres de capitaux propres pour 1 902 millions d'euros (2 998 millions d'euros en 2024) et la juste valeur réalisée sur les titres de dettes pour (61) millions d'euros ((156) millions d'euros en 2024) ;
- des dividendes et des produits d'intérêts pour 813 millions d'euros (974 millions d'euros en 2024) ;
- des commissions pour (27) millions d'euros ((47) millions d'euros au 31 décembre 2024).

Note 8 Impôts sur les résultats

Principes et méthodes comptables

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IFRS 9, le Groupe considère que les rémunérations versées aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée répondent à la définition de « dividendes » selon cette norme. En conséquence, conformément aux dispositions de la norme IAS 12, les effets d'impôts liés à de telles distributions, de la même manière que ceux liés aux versements de dividendes, sont comptabilisés en résultat de la période.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scénarios envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminée en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales à l'exception des cas spécifiques visés par la norme IAS 12 pour lesquels aucun impôt différé n'est à constater.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

8.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2025	2024
Impôts courants	(2 712)	(2 918)
Impôts différés	(929)	(1 969)
TOTAL	(3 641)	(4 887)

En 2025, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 962) millions d'euros et des filiales étrangères pour (750) millions d'euros (respectivement (1 851) millions d'euros et (1 067) millions d'euros en 2024).

Par ailleurs, le Groupe se conforme aux dispositions relatives à la réglementation dite Pilier 2. Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum de 15 %.

Ce dispositif fait encore l'objet de discussion en vue de sa simplification. Au titre de l'année 2025, l'impact de cette réglementation dans les comptes consolidés du groupe EDF est inférieur à 10 millions d'euros.

8.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2025	2024
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	11 529	17 395
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	25,82 %
Charge théorique d'impôt	(2 977)	(4 491)
Contribution exceptionnelle France ⁽¹⁾	(567)	-
Différences permanentes ⁽²⁾	(281)	(374)
Impôts sans base (hors contribution exceptionnelle) ⁽³⁾	422	157
Actifs d'impôts différés non reconnus ⁽⁴⁾	(216)	(178)
Différences de taux d'imposition	(22)	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(3 641)	(4 887)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	31,58 %	28,09 %

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (3 641) millions d'euros au 31 décembre 2025, correspondant à un taux effectif d'impôt de 31,58 % (contre une charge de (4 887) millions d'euros en 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 %).

La variation de 1 246 millions d'euros d'impôt par rapport à 2024 est essentiellement liée à la baisse de 5 866 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, minorant la charge d'impôt théorique de 1 514 millions d'euros.

Cette baisse théorique de la charge d'impôt se trouve toutefois affectée par la mise en place d'une contribution exceptionnelle sur l'IS en France pour (567) millions, un produit d'impôt lié à la fin de contentieux fiscaux pour 115 millions, la révision des bases d'impôts différés aux États-Unis pour 40 millions d'euros ainsi que l'évolution du traitement fiscal de dépréciations en France pour 47 millions d'euros.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, certaines provisions nucléaires et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 28,49 % au 31 décembre 2025 contre un taux de 26,48 % au 31 décembre 2024.

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

- pour 2025 :
 - > ⁽¹⁾ Introduite par la loi de finances 2025 votée en février 2025, la contribution exceptionnelle d'impôt sur les sociétés correspond à 41,2 % de la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2024 et 2025. Elle s'élève à (538) millions d'euros au 31 décembre 2025 pour EDF SA en qualité de mère de l'intégration fiscale. Le projet de loi de finances 2026, qui au sein de l'article 4, prévoyait une prorogation de la contribution exceptionnelle pour l'exercice 2026, a été adopté le 2 février 2026. Aussi, l'impact de cette contribution exceptionnelle calculée sur la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2025 et 2026 sera comptabilisé dans les comptes au 31 décembre 2026 (dont (266) millions d'euros au titre de l'année 2025),
 - > ⁽²⁾ Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur fiscalement non déductibles pour (163) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy* pour (13) millions et de diverses charges non déductibles sur l'exercice pour un total de (124) millions d'euros,
 - > ⁽³⁾ Notamment l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 138 millions d'euros,
 - > ⁽⁴⁾ Les impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés principalement en Amérique du Sud pour 71 millions d'euros et en Allemagne pour 49 millions d'euros expliqués notamment par des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets du Groupe ;
- pour 2024 :
 - > ⁽²⁾ Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur fiscalement non déductibles pour (122) millions d'euros, de la perte du contrôle de la société Sizewell C (Holding) Limited, pour (63) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy* pour (123) millions d'euros. Cette taxe de 45 % s'applique aux recettes exceptionnelles des producteurs d'électricité,
 - > ⁽³⁾ L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, pour 150 millions d'euros,
 - > ⁽⁴⁾ Les impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés aux États-Unis, pour 183 millions d'euros en raison des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets éoliens offshore notamment.

8.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2025	2024
Impôts différés actifs	4 553	7 403
Impôts différés passifs	(1 070)	(978)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	3 483	6 425
Variation en résultat net	(929)	(1 969)
Variation en capitaux propres	(817)	(978)
Écarts de conversion	(9)	30
Mouvements de périmètre	28	(26)
Autres mouvements	(109)	1
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	1 647	3 483
<i>dont impôts différés actifs</i>	<i>2 807</i>	<i>4 553</i>
<i>dont impôts différés passifs</i>	<i>(1 160)</i>	<i>(1 070)</i>

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2025 est liée à hauteur de (137) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((12) millions d'euros sur l'exercice 2024), à hauteur de (848) millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures ((641) millions d'euros sur l'exercice 2024), à hauteur de 164 millions d'euros à des effets change sur instruments dérivés ((150) millions d'euros sur l'exercice 2024) ainsi qu'à hauteur de 4 millions d'euros aux variations de juste valeur des titres obligataires ((139) millions d'euros sur l'exercice 2024).

Les autres mouvements correspondent à un reclassement entre impôts différés et impôts courants consécutifs à la cession de déficits fiscaux entre filiales britanniques dans le cadre du mécanisme de « Group Relief » sans impact sur le résultat.

8.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Immobilisations et droits d'utilisation	(6 067)	(5 721)
Provisions pour avantages du personnel	3 868	4 190
Autres provisions et pertes de valeur	510	269
Instruments financiers	(1 070)	(367)
Déficits reportables et crédits d'impôts restants à utiliser	5 611	6 765
Dette liée à l'obligation locative	513	774
Autres	900	453
Impôts différés actifs et passifs	4 265	6 363
Impôts différés actifs non reconnus	(2 618)	(2 880)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	1 647	3 483

Au 31 décembre 2025, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 618 millions d'euros (2 880 millions d'euros au 31 décembre 2024) et se situent principalement :

- en France, à hauteur de 1 686 millions d'euros (1 956 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ils sont essentiellement liés aux avantages du personnel en raison de la politique du Groupe de non-reconnaissance des impôts différés au-delà d'un horizon de 10 ans ;
- en Italie, à hauteur de 302 millions d'euros (311 millions d'euros en 2024). Ils sont liés à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans ;
- aux États-Unis, à hauteur de 476 millions d'euros (491 millions d'euros en 2024). Ils sont principalement liés à des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2037 et à des crédits d'impôt dont l'expiration se situe entre 2026 et 2042.

Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans : les impôts différés actifs sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des impôts différés passifs concomitants pour ceux qui se retournent au-delà.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 4 973 millions d'euros (6 151 millions d'euros en 2024) et se situent principalement en France pour 3 518 millions d'euros (4 824 millions d'euros en 2024), aux États-Unis pour 371 millions d'euros (231 millions d'euros en 2024) et au Royaume-Uni pour 762 millions d'euros (721 millions d'euros en 2024).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 3 419 millions d'euros reconnu au titre du déficit réalisé par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) en 2022 et non encore totalement consommé.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France, il est probable que cet impôt différé actif brut de 3 419 millions d'euros soit recouvré sur un horizon inférieur à 10 ans. Ces projections tiennent compte du budget 2026 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration et de la trajectoire financière interne au Groupe.

Note 9 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Goodwill	9.1	6 972	7 108
Autres actifs incorporels	9.2	13 182	12 567
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	9.3	111 936	108 100
dont actifs au titre du droit d'utilisation	9.4	4 415	4 302
Immobilisations en concessions des autres activités	9.5	6 682	6 616
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		138 772	134 391

9.1 Goodwill

Principes et méthodes comptables

Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
 - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
 - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle, et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Evaluation et présentation des goodwill

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill des filiales sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ».

Les goodwill font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 9.7.

Les variations des goodwill sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2025	31/12/2024
Valeur nette comptable à l'ouverture		7 108	7 895
Acquisitions		71	594
Cessions		-	(1 417)
Pertes de valeur	9.7	(16)	(151)
Écarts de conversion		(190)	212
Autres mouvements		(1)	(25)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE		6 972	7 108
Valeur brute à la clôture		11 065	11 359
Cumul des pertes de valeur à la clôture		(4 093)	(4 251)

Au 31 décembre 2025, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 3 419 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 605 millions d'euros.

La variation en valeur nette est essentiellement liée à :

- la variation des écarts de conversion pour 190 millions d'euros qui relève de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- l'acquisition par Framatome de Segault SAS et Valserve SAS pour 94 millions d'euros (voir note 3.1.) ;
- l'allocation définitive du prix d'acquisition d'Arabelle Solutions qui a donné lieu à un ajustement du goodwill de (28) millions d'euros ;
- une perte de valeur sur le goodwill de Dalkia Aegis aux États-Unis pour (15) millions d'euros (voir note 9.7).

9.2 Autres actifs incorporels

Principes et méthodes comptables

Généralités

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS (*Software as a Service*) qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 9.5) ;
- de la technologie acquise liée aux activités de Framatome et d'Arabelle Solutions ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (certificats de gaz à effets de serre, certificats d'énergie renouvelables).

Actifs liés à la réglementation environnementale

Ils comprennent les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'énergie renouvelable acquis.

Certificats d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission (SEQUE) de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQUE au niveau national (UK ETS) qui s'applique depuis le 1^{er} janvier 2021.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ces réglementations sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia et Luminus.

Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les certificats détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les certificats détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en « Autres immobilisations incorporelles » pour leur coût d'acquisition :

À chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 16.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

À la date d'arrêté, les certificats détenus et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de certificats d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de certificats à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation est effectué sur cet excédent et une dépréciation est constatée si sa valeur nette comptable excède sa valeur de marché.

Certificats d'énergie renouvelable (certificats verts)

Afin de promouvoir l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (« Renewable Obligation Certificates ») et en Belgique (« Certificats verts »)).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles ;
- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle), de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 16.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Logiciels	8 757	941	(1 042)	(52)	-	32	8 636
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Certificats d'émission de gaz à effet de serre - Certificats verts	1 002	2 068	(2 186)	(23)	-	6	867
Autres immobilisations incorporelles	9 775	715	(232)	(43)	56	29	10 300
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	3 603	1 123	(299)	(3)	-	(31)	4 393
Valeurs brutes	23 641	4 847	(3 759)	(121)	56	36	24 700
Logiciels	(5 941)	(874)	1 035	44	1	5	(5 730)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(316)	(25)	-	-	-	-	(341)
Autres immobilisations incorporelles	(4 817)	(761)	216	32	(40)	(77)	(5 447)
Amortissements et pertes de valeur	(11 074)	(1 660)	1 251	76	(39)	(72)	(11 518)
VALEURS NETTES	12 567	3 187	(2 508)	(45)	17	(36)	13 182

(1) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2025 comprennent principalement les études relatives à EPR2 pour 3 136 millions d'euros y compris 235 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 2 481 millions d'euros et 204 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La valeur nette des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2025 :

- la cartographie Enedis pour 577 millions d'euros (547 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour un montant de 1 013 millions d'euros (1 047 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour un montant de 1 460 millions d'euros (1 356 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire, les brevets ainsi que les contrats clients de Framatome pour un montant de 831 millions d'euros (873 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR2 »

Le 10 février 2022, le président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de six EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour huit EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

EDF prévoit de construire les six premiers EPR2 sous la forme de trois paires de tranches sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes).

À la suite de l'année 2024 qui a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR2 (passage en « *detailed design* » pour les bâtiments nucléaires et feu vert de l'ASN (Autorité de Sécurité Nucléaire et de Radioprotection) pour le lancement des fabrications des composants primaires), l'année 2025 a été marquée par les réalisations suivantes :

- le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État. Ils prévoient notamment un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public de trois ordres :
 - un prêt public à conditions bonifiées couvrant plus de 50 % des coûts de construction,

- > un contrat pour différence garantissant un revenu en période d'exploitation,
- > un partage des risques permettant de responsabiliser EDF sur les risques qui relèvent de sa responsabilité tout en offrant une protection contre les événements qui échappent à son contrôle ;

Ces mesures restent à être validées par la Commission européenne afin de s'assurer de leur conformité aux dispositions relatives aux aides d'État telles que définies dans le Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), dans la perspective d'une décision finale d'investissement d'EDF fin 2026. Le dossier de notification a été déposé par l'État français en novembre 2025.

- EDF a présenté à son Conseil d'administration le 18 décembre 2025, le devis prévisionnel du programme de construction des six EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 milliards d'euros₂₀₂₀ et sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 décembre 2025).

Concernant les sites de construction :

- sur le site de Penly :
 - > en juin 2024, par un décret portant autorisation environnementale, EDF a été autorisée à réaliser des travaux préparatoires. Cette autorisation a fait l'objet d'un recours non suspensif devant le Conseil d'État qui a été rejeté le 22 décembre 2025. Le projet de Penly a fait l'objet d'une reconnaissance d'intérêt général par décret du Conseil d'État le 25 janvier 2025,
 - > les travaux préparatoires débutés en 2024 se sont intensifiés en 2025 avec, en particulier, le renforcement de la digue existante, le déroctage de la falaise, la mise en place de bases vie provisoires, l'agrandissement de la plateforme en mer, la vidange des anciennes fouilles, la construction du poste d'accès chantier (qui s'est achevée en janvier 2026) et du parking d'entrée de site,
 - > le dossier DAC (Décret d'Autorisation de Création) a été envoyé mi-décembre 2025 pour enquête publique ;
- sur le site de Gravelines :
 - > le débat public engagé en septembre 2024 s'est achevé en janvier 2025. À l'issue de ce débat, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 20 mai de poursuivre le projet de construction des deux EPR2 sur le site de Gravelines. Le projet est entré dans une phase structurante avec le lancement du dispositif « Grand Chantier » le 18 juin 2025, et a été reconnu d'intérêt général par un décret en Conseil d'État du 17 juillet 2025. Une Mise En Compatibilité des Documents d'Urbanisme a été sollicitée et a donné lieu à concertation préalable à l'été 2025. EDF a initié à partir de septembre 2025 la concertation continue avec pour ambition de poursuivre l'information et le dialogue avec le public autour du projet dans la durée. EDF a déposé fin octobre une demande d'autorisation environnementale relative aux travaux préparatoires ;
- sur le site de Bugey :
 - > à l'issue du débat public sur le projet de construction de deux EPR2 à Bugey qui s'est tenu de janvier à mai 2025, EDF a annoncé fin septembre 2025 sa décision de poursuivre le projet en y apportant des modifications sur la base des éléments recueillis et de déposer les demandes d'autorisations administratives nécessaires à sa réalisation. La reconnaissance de Projet d'Intérêt Général a été sollicitée fin novembre 2025.

Au 31 décembre 2025, le projet se compose de 3 136 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (y compris 235 millions d'intérêts intercalaires) et 1 011 millions d'euros d'immobilisations corporelles (y compris 31 millions d'euros d'intérêts intercalaires).

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

En 2024, Nuward a fait évoluer son approche pour proposer dès le début des années 2030 un produit simple, modulaire et préfabriqué en usine, reposant sur des briques technologiques éprouvées, permettant d'offrir à ses clients des centrales clefs en main rapides à construire, sûres et compétitives.

En 2025, Nuward a fait évoluer son modèle d'affaires vers la cogénération pour mieux répondre aux besoins de ses clients industriels en réévaluant des scénarios permettant de produire jusqu'à 400 MWe et 290 MWt. En parallèle, les études se sont poursuivies en vue de simplifier et de modulariser l'architecture. Enfin, Nuward mène des négociations actives avec des clusters industriels européens et des partenaires pour lancer son premier projet SMR.

L'ensemble des dépenses immobilisées, nettes de subventions, avaient fait l'objet d'une dépréciation en 2024 pour (228) millions d'euros. Les dépenses engagées depuis le 1^{er} juillet 2024 sur le projet sont comptabilisées en charges.

9.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Principes et méthodes comptables

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

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt » ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 14) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 14).

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

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Mode et durée d'amortissement

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

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée, qui lui est propre.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

• installations de production nucléaire en France	40 à 50 ans
• installations de production nucléaire au Royaume-Uni	40 à 60 ans
• installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans
• centrales thermiques à flamme (principalement CCGT - cycles combinés gaz)	25 à 45 ans
• installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 60 ans
• autres installations générales	10 à 20 ans

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.4.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1^{er} janvier 2016) et 1 300 MW (depuis le 1^{er} janvier 2021). Elle est de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement ne sont pas, à ce jour, réunies.

Dans le cadre de la publication du décret sur la Programmation Pluriannuelle de l'Energie PPE3 du 12 février 2026, la perspective de fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et en 2028 par anticipation de leur 5^e visite décennale est désormais caduque. L'accélération du plan d'amortissement, qui avait été mis en œuvre en 2020 en lien avec ces dispositions de la précédente PPE, a donc été suspendu.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Pour mémoire, dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 30 juin 2019.

À l'issue de la consultation du Comité Social et Économique Central (CSEC) d'EDF du 27 mai 2025, EDF a décidé d'arrêter définitivement les deux dernières unités de production de la centrale thermique de Cordemais à compter du 31 mars 2027 et confirme sa volonté de créer une usine de préfabrication de tuyauteries nucléaires sur le site. Cette décision a été prise à la suite de l'annonce faite en septembre 2024 de ne pas poursuivre le projet de reconversion à la biomasse, les conditions technico-économiques de réalisation du projet n'étant pas réunies (cf. communiqué de presse du Groupe du 28 mai 2025). Cette décision n'a pas d'impact significatif sur le plan d'amortissement en vigueur de la centrale.

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Terrains et constructions	15 154	47	385	(107)	(67)	34	21	15 467
Installations production nucléaire	86 375	36	4 483	(1 571)	(521)	-	33	88 835
Installations productions thermique et hydraulique	16 661	284	252	(194)	(3)	(23)	83	17 060
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	28 101	270	2 394	(610)	(948)	296	196	29 699
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	7 984	1 157	-	-	(87)	1	(394)	8 661
Immobilisations en cours	64 700	16 227	(7 514)	(264)	(1 984)	24	(293)	70 896
Valeurs brutes	218 975	18 021	-	(2 746)	(3 610)	332	(354)	230 618
Terrains et constructions	(9 125)	(413)	-	78	30	10	(33)	(9 453)
Installations production nucléaire	(59 259)	(3 998)	-	1 490	374	-	(421)	(61 814)
Installations productions thermique et hydraulique	(11 879)	(542)	-	212	5	20	(27)	(12 211)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(13 365)	(1 736)	-	598	359	(215)	(31)	(14 390)
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	(3 682)	(867)	-	-	26	(6)	283	(4 246)
Immobilisations en cours	(13 565)	(3 870)	-	26	747	(36)	130	(16 568)
Amortissements et pertes de valeur	(110 875)	(11 426)	-	2 404	1 541	(227)	(99)	(118 682)
VALEURS NETTES	108 100	6 595	-	(342)	(2 069)	105	(453)	111 936
dont immobilisations en service	56 965	(5 762)	7 514	(104)	(832)	117	(290)	57 608
dont immobilisations en cours	51 135	12 357	(7 514)	(238)	(1 237)	(12)	(163)	54 328

(1) Voir note 9.4

Sur l'exercice, la variation en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 3 836 millions d'euros, elle est liée pour 3 193 millions d'euros aux immobilisations en cours et 643 millions d'euros sur les immobilisations en service.

Immobilisations en cours

Au 31 décembre 2025, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève à 54 328 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées au projet de réacteur nucléaire à Hinkley Point C au Royaume-Uni pour 23 133 millions d'euros (21 190 millions d'euros au 31 décembre 2024). Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur comptabilisées sur le projet pour un montant cumulé de (16 255) millions d'euros au 31 décembre 2025 ((13 405) millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- les immobilisations liées au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 16 304 millions d'euros incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (respectivement 15 878 millions d'euros et 3 471 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;

Sur l'exercice 2025, l'augmentation en valeur brute de 6 196 millions d'euros s'explique pour :

- 7 076 millions d'euros sur les grands projets au Royaume-Uni dont 6 583 millions d'euros pour Hinkley Point C ;
- 6 007 millions d'euros en France dont 2 809 millions d'euros (hors éliminations de marge et d'avancement) liés aux révisions majeures effectuées dans le cadre du programme Grand Carénage (hors coûts associés à l'augmentation de puissance sur le palier 900) et 349 millions d'euros pour l'EPR de Flamanville 3 ;
- 1 284 millions d'euros relatifs à EDF power solutions sur divers projets solaires et éoliens ;
- (1 984) millions d'euros d'écarts de conversion principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- (7 514) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent la France pour (4 753) millions d'euros et le Royaume-Uni pour (508) millions d'euros en lien essentiellement avec les tranches de production nucléaire, EDF power solutions pour (1 293) millions d'euros de projets solaires et éoliens et Framatome pour (390) millions d'euros.

Immobilisations corporelles en service

Au 31 décembre 2025, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 159 722 millions d'euros. L'augmentation de 5 448 millions d'euros sur l'année s'explique par :

- 7 514 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période ;
- (2 482) millions d'euros de diminution dont (1 952) millions d'euros en France, en lien principalement avec les révisions majeures effectuées notamment dans le cadre du programme Grand Carénage et des visites périodiques ;
- (1 626) millions d'écarts de conversion principalement en lien avec la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. En mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASNR, notamment sur les VD 4 900 et 1 300 et le lancement de la phase Études de la VD 5 900, pour un montant d'investissements sur cette période réestimé fin 2025 à 36,3 milliards en euros courants, soit 32,6 milliards d'euros²⁰²⁴. Ce montant inclut les travaux relatifs à la corrosion sous contrainte réalisés à hauteur de 1,3 milliard d'euros courants sur la période 2022-2025. En 2025, le montant total des investissements s'élève à 5,0 milliards d'euros.

EPR de Flamanville 3

La première divergence du réacteur a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale (PN) correspondant au jalon « couplage » et a poursuivi sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de PN le 14 décembre 2025 après autorisation par l'ASNR de franchir le palier de 80 % de PN. Des essais de mise au point se poursuivront en 2026 avant de déclarer la mise en service industrielle de la centrale.

Dans le cadre de la montée en puissance du réacteur, un risque d'inétanchéité a été identifié sur un nombre significatif d'assemblages combustible du premier cœur. Par précaution, aucun des assemblages irradiés lors du 1^{er} cycle ne sera rechargé pour le 2^e cycle. Le cœur sera déchargé dans son ensemble lors de la Visite Complète (« VC1 »), des analyses et examens d'intégrité des assemblages seront alors diligentés afin de déterminer précisément ceux qui seraient éventuellement rechargeables à l'occasion d'un cycle ultérieur. En conséquence, une dépréciation de stocks de combustibles de 65 millions d'euros avait été comptabilisée en « Achats de combustible et d'énergie » au 30 juin 2025 (voir note 5.2).

Pour rappel, dans sa décision du 16 mai 2023, l'ASN a autorisé l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer à l'issue du 1^{er} cycle d'exploitation de la tranche.

Le montant immobilisé (hors intérêts intercalaires) enregistré dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2025 s'élève à 13 075 millions d'euros.

Ce montant intègre les éléments suivants :

- des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 357 millions d'euros ;
- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1) à hauteur de 951 millions d'euros.

Le coût à terminaison du projet de 13,2 milliards d'euros²⁰¹⁵ reste inchangé. Il intègre les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal qui ont été comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation

Hinkley Point C

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

La revue du projet Hinkley Point C de janvier 2024 avait conduit à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction, avec 3 scénarios envisagés : un premier scénario avec un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029, un second scénario (cas de base) conduisant à un démarrage de la production en 2030, et un scénario défavorable pouvant conduire à un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base. Le projet prévoit désormais un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2030. Le coût à terminaison du projet est désormais évalué à environ 35 milliards de livres sterling²⁰¹⁵. Un retard de 12 mois conduirait à un coût supplémentaire d'environ 1 milliard de livres sterling²⁰¹⁵.

Le projet a atteint les jalons suivants sur l'exercice 2025 :

- coulage en mars 2025 du premier niveau de béton autour de la piscine d'entreposage dans le bâtiment combustible de l'Unité 1 ;
- pose du dôme de l'Unité 2 le 17 juillet 2025 ;
- installation en août 2025 des quatre pompes d'injection de sécurité moyenne pression des bâtiments de sécurité de l'Unité 1 ;
- installation du premier tableau électrique dans le bâtiment de sécurité de l'Unité 1 en septembre 2025 ;
- achèvement des travaux inhérents au tunnel d'évacuation et à son raccordement aux bâtiments d'évacuation des Unités 1 et 2 en octobre 2025 ;
- avancée du montage électromécanique en décalage par rapport au planning. Un plan d'actions a été déployé et le rythme des installations devrait continuer à s'accélérer en 2026.

Depuis fin 2023, le projet est financé uniquement par EDF sur la base de contributions volontaires en fonds propres, l'engagement conjoint d'apport en fonds propres initial avec CGN ayant été intégralement consommé. Cela entraîne une dilution de la part de CGN, qui était de 33,5 % à la FID et atteint 23,31 % au 31 décembre 2025, EDF détenant les 76,69 % restants.

EDF a signé un accord de financement d'un montant maximum de 4,5 milliards de livres sterling, via un emprunt obligataire, avec Apollo. En juin 2025, EDF a tiré la première tranche de cet accord pour un montant de 1,5 milliard de livres sterling, EDF ayant l'option de tirer les deux tranches suivantes de 1,5 milliard de livres sterling chacune. EDF continue à rechercher des solutions pour couvrir les besoins de financement jusqu'à la mise en service commerciale de la centrale (cf. communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025 et voir note 17.3.2).

Par ailleurs, à la suite du *closing* financier du projet Sizewell C (voir note 11.3) réalisé le 4 novembre 2025, le prix d'exercice du contrat pour différence d'HPC a été réduit, passant de 92,50 livres sterling²⁰¹²/MWh à 89,50 livres sterling²⁰¹²/MWh en contrepartie du versement par Sizewell C à HPC d'un paiement rémunérant l'expertise du projet HPC et l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C.

Au 31 décembre 2025, la révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros, dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact 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 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié (voir note 9.7).

9.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location.

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe applique les exemptions permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 21, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf inférieure à 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que bailleur

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

9.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Terrains et constructions	6 622	686	-	1	(379)	6 930
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 362	471	-	-	(101)	1 732
Valeurs brutes	7 984	1 157	-	1	(480)	8 662
Terrains et constructions	(2 905)	(641)	-	(6)	202	(3 350)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(777)	(226)	-	-	106	(897)
Amortissements et pertes de valeur	(3 682)	(867)	-	(6)	308	(4 247)
VALEURS NETTES	4 302	290	-	(5)	(172)	4 415

Au 31 décembre 2025, les actifs au titre du droit d'utilisation sont essentiellement portés par EDF SA pour 1 498 millions d'euros, Enedis pour 778 millions d'euros et EDF power solutions pour 633 millions d'euros.

Les augmentations en valeur brute concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location, dont EDF SA pour 413 millions d'euros liés notamment à des contrats de location de locaux à usage tertiaire et à la réception d'un méthanier, le Royaume-Uni pour 156 millions d'euros en lien notamment avec le projet HPC, l'Italie pour 135 millions d'euros, Enedis pour 115 millions d'euros (location siège notamment) et enfin Dalkia pour 92 millions d'euros principalement liés à la flotte de véhicules électriques.

9.4.2 Impacts au compte de résultat

Les principaux impacts des contrats de location en tant que preneur sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2025	2024
Revenus des sous-locations	5	7
Charges au titre des loyers variables	(71)	(67)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(145)	(176)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	(211)	(236)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(867)	(804)
Résultat d'exploitation	(1 078)	(1 040)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(156)	(131)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	(1 234)	(1 171)

9.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2025	2024
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(987)	(867)

9.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)

Principes et méthodes comptables

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 10) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État ;
- les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 46 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521- 16 al. 3 du Code de l'énergie).

Le cadre juridique des concessions a vocation à évoluer à la suite de l'accord de principe auquel la France et l'Union européenne sont parvenues le 28 août 2025 sur la gestion des barrages hydroélectriques en France (voir note 5.1.1). La transcription en cours de cet accord dans la législation française n'a pas de conséquences dans les comptes 2025 du Groupe.

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'utilité sont les suivantes et les durées d'amortissement retenues tiennent par ailleurs compte pour les ouvrages concédés des durées des contrats de concession :

• barrages hydroélectriques	75 ans
• matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans

Concession de production et de distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en « Autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ». Ils sont amortis linéairement sur la durée des contrats de concessions, comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

Concessions à l'étranger

Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Terrains et constructions	1 695	-	30	(6)	1	(1)	1 719
Installations productions thermique et hydraulique	12 158	8	370	(450)	8	(34)	12 060
Autres	718	-	13	(32)	-	11	710
Immobilisations en cours	930	457	(413)	(17)	-	6	963
Valeurs brutes	15 501	465	-	(505)	9	(18)	15 452
Terrains et constructions	(1 084)	(36)		6	-	-	(1 114)
Installations productions thermique et hydraulique	(7 273)	(320)		432	-	33	(7 127)
Autres	(511)	(33)		31	-	2	(512)
Immobilisations en cours	(17)	-		-	-	-	(17)
Amortissements et pertes de valeur	(8 885)	(389)	-	469	-	35	(8 770)
VALEURS NETTES	6 616	76	-	(36)	9	17	6 682

9.6 Investissements incorporels et corporels au tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2025	2024
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(2 779)	(2 733)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(21 611)	(22 739)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(442)	693
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(24 832)	(24 779)

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2025 concernent principalement :

- le secteur **France - Production et Commercialisation** pour 7 949 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, ainsi qu'à la production hydraulique et les investissements sur le nouveau nucléaire portés essentiellement par le programme EPR2 (voir note 9.2) ;
- le secteur **France - Activités régulées** pour 6 812 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que le renouvellement et la modernisation du réseau et la qualité de la desserte ;
- le secteur **Royaume-Uni** pour 6 153 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C ;
- le secteur **EDF power solutions** pour 1 956 millions d'euros principalement sur les projets éoliens et solaires, en Amérique du Nord, en France et au Royaume-Uni.

9.7 Pertes de valeur / reprises

Principes et méthodes comptables

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs ;
 - > sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
 - > pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
 - > n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
 - > actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT,
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôt ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture ;
 - > pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
 - > au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays, dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels, dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, sur des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque composante principale d'hypothèse, le Groupe se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et le Groupe les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios. Par ailleurs, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité ou vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2060,
- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

9.7.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Pertes de valeur sur goodwill	9.1	(16)	(151)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	9.2	(146)	(372)
Pertes de valeur sur actifs corporels	9.3-9.5	(4 003)	(1 312)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(4 165)	(1 835)

Au titre de l'exercice 2025, les pertes de valeur s'élèvent à (4 165) millions d'euros et sont détaillées ci-après.

9.7.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe au 31 décembre 2025, les hypothèses-clés retenues ainsi que des sensibilités à certaines variations d'hypothèses.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Des pertes de valeur sur goodwill sont enregistrées à hauteur de (16) millions d'euros au 31 décembre 2025. Au 31 décembre 2024, des pertes de valeur avaient été enregistrées à hauteur de (151) millions d'euros, principalement au Royaume-Uni (EDF Energy).

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2025 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Goodwill	3 419	6,95 %	-	-
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques)	141	7,3 %	1,5 %	-
	Marque Edison	945	< 7,3 % - 8,2 % >		-
Industries et Services	Goodwill Framatome	1 605	7,9 %	1,9 %	-
	Goodwill Arabelle Solutions	485	8,3 %	2,0 %	-
	Marque Framatome	151	7,8 %	2,0 %	-
Dalkia	Goodwill	609	6,1 %	2,0 %	(15)
	Marque Dalkia	130	6,1 %	2,0 %	-
Autres	Goodwill	713			(1)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					(16)

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les autres actifs incorporels et corporels à hauteur de (4 149) millions d'euros au 31 décembre 2025.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2025 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en construction	Projet Hinkley Point C (HPC) : révision des coûts et du calendrier du projet, baisse du prix CfD consécutive à l'encaissement de 1,6 Md£ dans le cadre de la décision finale d'investissement de Sizewell C et hausse du CMPC	6,9 %	(3 552)
	Autres actifs			(26)
EDF power solutions	Actifs solaires aux États-Unis	Mise au rebut d'actifs obsolètes		(81)
	Actifs éoliens à Taïwan	Retard contractuel sur un projet en développement		(83)
	Actifs éoliens et solaires en Chine	Changements tarifaires légaux défavorables	De 5,8 % à 7,1 %	(55)
	Actifs éoliens et solaires au Chili	Perspectives locales dégradées sur des projets en développement		(39)
	Actifs éoliens au Royaume-Uni	Perte de rentabilité sur des projets en développement		(27)
	Autres actifs			(74)
Autres pertes de valeur			-	(212)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(4 149)

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2025, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test pour les goodwill et actifs incorporels à durée de vie indéterminée.

Dans la continuité de l'année 2024, une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation) en lien notamment avec la sensibilité de certains tests en cas de variation de ce paramètre. Les effets des scénarios de prix et mesures décidées ou mises en place par les Pouvoirs Publics dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ont également fait l'objet d'un suivi spécifique, dans les tests et la réalisation des sensibilités.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à fin 2025 y compris couvertures, et ce, sur l'ensemble des zones géographiques. Les hypothèses retenues tiennent ainsi compte de l'environnement de marché actuel.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix, issues d'une construction analytique fondée sur des hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation, mis à jour annuellement et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les hypothèses retenues intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement une dynamique d'électrification des usages modifiant la demande énergétique totale.

Taux d'actualisation

L'estimation des taux d'actualisation a été revue à la hausse pour la clôture 2025 sur l'ensemble des pays de la zone euro (à l'exception de l'Italie) et au Royaume-Uni.

Cette évolution traduit essentiellement la progression des taux sans risque, atténuée par la contraction du *spread* EDF. En Italie, la baisse du taux sans risque est par ailleurs accentuée par ce même facteur.

L'augmentation des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2024 est ainsi de l'ordre de 10 à 20 points de base sur la France, la Belgique et le Royaume-Uni. En Italie, le CMPC diminue de 20 points de base.

Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation de +/- 30 points et +/- 50 points et, hormis pour la zone du Royaume-Uni qui est sensible à toute nouvelle hausse, elles ne mettent pas en évidence de risque de dépréciation sur les autres zones d'activités du Groupe.

Royaume-Uni - EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 30 838 millions d'euros)

Segment Commercialisation

Après une année 2024 marquée par la consolidation des marges et des parts de marché, soutenue par de solides performances auprès des moyennes et grandes entreprises, le segment commercialisation aborde 2025 dans un contexte de concurrence renforcée sur l'ensemble de ses activités, avec une volatilité des prix de marché désormais plus limitée.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est en augmentation par rapport à 2024. Cette augmentation est principalement portée par une méthode d'évaluation des flux futurs affinée permettant de mieux refléter le modèle opérationnel, l'évolution des activités ainsi que la manière dont les budgets et prévisions sont revus et approuvés par la direction. Elle résulte également de l'amélioration des marges opérationnelles.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte de réductions de taux de marge à long terme et de pertes de parts de marché ne font pas ressortir de risque de perte de valeur sur ce segment, celui-ci ayant par ailleurs peu d'actifs immobilisés (principalement des systèmes d'information).

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est supérieure à leur valeur comptable. Elle est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Au 31 décembre 2025, le segment intègre la centrale de Sizewell B de technologie REP avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2055, les centrales AGR Torness et Heysham 2 avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2030 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la date de fin d'exploitation a été repoussée d'un an, soit à mars 2028 (voir communiqué de presse EDF Energy du 2 septembre 2025).

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité ont été conduits sur les hypothèses auxquelles ce segment est particulièrement sensible, soit une baisse des prix de l'électricité ou de la production nucléaire de - 5 % sur tout l'horizon ou encore une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation. Aucune de ces sensibilités prises individuellement ou cumulativement n'est susceptible de générer un risque de perte de valeur.

Goodwill et projet HPC

Au 31 décembre 2025, le goodwill brut d'EDF Energy s'établit à 6,4 milliards d'euros (soit 5,6 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009, diminué de la quote-part affectée au projet Sizewell C à la suite de la perte de contrôle intervenue en 2024. Les tests de dépréciation réalisés ces dernières années ont conduit à constater des dépréciations partielles pour un montant cumulé de 3,0 milliards d'euros.

Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels en exploitation ou en cours de construction, sans projection au-delà de cette durée. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy y compris celui applicable à l'UGT Hinkley Point C qui bénéficie d'un modèle régulé.

S'agissant de la valorisation du goodwill d'EDF Energy, le test met en évidence une marge positive, portée par les marges significatives des autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation).

Concernant le projet HPC, pour rappel :

- Au 31 décembre 2023, la révision des hypothèses relatives au coût du génie civil, à l'allongement de la phase de montage électromécanique (MEH), et à leurs impacts sur les autres lots, avait amené à constater une dépréciation à hauteur de (11 151) millions d'euros. Cette révision avait fait à la suite de la communication du 23 janvier 2024 sur la revue du calendrier et des coûts de construction des deux réacteurs nucléaires, et avait alors conduit à converger vers un scénario opérationnel prévoyant un démarrage de la production d'électricité en 2030 pour l'unité 1 et 2031 pour l'unité 2. Le scénario retenu pour le test de valorisation intégrait par ailleurs un risque de report d'un an par rapport au calendrier opérationnel de 120 mois utilisé pour le pilotage du projet ;
- Au 31 décembre 2024, le test réalisé avait mis en évidence une perte de valeur de (1 116) millions d'euros liée à l'impact défavorable de la baisse des courbes relatives aux hypothèses d'inflation à long-terme. Les hypothèses opérationnelles étaient demeurées inchangées.

Au 31 décembre 2025, l'avancement de la phase de montage des équipements électromécaniques traduit un retard de 12 mois par rapport aux prévisions du projet présentées début 2024. Ce retard a entraîné un décalage du planning opérationnel d'un an, passant de 120 à 132 mois pour la mise en service du premier réacteur. Il est toujours prévu que la mise en service du deuxième réacteur interviendra 12 mois après la mise en service du premier.

Le scénario retenu pour le test de valorisation intègre par ailleurs toujours le risque d'un report d'un an par rapport au calendrier opérationnel de 132 mois désormais utilisé pour le pilotage du projet. Cette marge vise à couvrir un éventuel retard additionnel lié à la phase MEH et/ou à la mise en service. Le coût de construction estimé pour ce scénario de test de valorisation s'élève à 36 milliards de livres sterling₂₀₁₅ (contre 34 milliards de livres sterling₂₀₁₅ pour le scénario retenu au 31 décembre 2024).

La valeur recouvrable du projet HPC est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte également d'une durée de vie de soixante ans pour les deux réacteurs en cours de construction. Les flux de trésorerie futurs correspondants sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (*CfD*) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le *CfD* introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon initial de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux unités : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du *CfD*, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Cet horizon a depuis été réduit de 32 mois afin de refléter l'évolution du calendrier. Depuis la décision finale d'investissement de Sizewell C intervenue en novembre 2025, le prix d'exercice du *CfD* est fixé à 89,50 £₂₀₁₂/MWh (en diminution de 3£ par rapport à 2024), et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI). Ainsi pour la période d'exploitation sous *CfD*, les flux de trésorerie futurs intègrent une hypothèse d'inflation à long terme de 2,2 % à partir de 2030 (contre 2,0 % retenu pour le test réalisé au 31 décembre 2024). Pour la période d'exploitation postérieure au *CfD*, les flux de trésorerie futurs intègrent une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice *CfD* fixé à 89,50 £₂₀₁₂/MWh, à laquelle s'ajoute l'inflation britannique, faute de scénarios de prix établis à cette échéance. Cette hypothèse s'appuie sur une étude interne relative au prix de marché de l'électricité au Royaume-Uni, qui, compte tenu du faible nombre d'installations connues à ce jour (dont HPC) permettant de fournir de l'électricité en base après l'expiration du *Contract for Difference* de Hinkley Point C (soit post 2064), conclut à la convergence du prix du marché de l'électricité vers les coûts de ce moyen de production. Si de nouveaux scénarios de prix long terme de l'électricité étaient établis (en interne ou en externe), cette hypothèse pourrait être ajustée.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous *CfD*, puis des flux exposés aux prix de marché pour les années suivantes. Le taux applicable au projet s'établit à 6,9 % au 31 décembre 2025, en hausse de 10 points de base par rapport à 2024. Le CMPC déterminé pour tester le goodwill EDF Energy tient compte des CMPC applicables aux différentes UGT composant EDF Energy (HPC, Nucléaire Existant, Commercialisation). Du fait du poids respectif des flux de trésorerie de chacune des UGT, le taux global sur le goodwill EDF Energy s'élève à 6,95 % au 31 décembre 2025, contre 6,85 % au 31 décembre 2024.

La révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros, dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact 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 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié.

Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash-flows actualisés.

Analyse de sensibilité :

La valeur recouvrable du projet HPC, comme celle du goodwill d'EDF Energy, reste sensible à toute variation d'hypothèses. À titre d'exemple de sensibilités défavorables :

- Une augmentation de 30 points de base des taux d'actualisation aurait un impact négatif de (2,3) milliards de livres sur la valeur recouvrable ;
- Une diminution de 10 points de base des indices d'inflation après 2030 aurait un impact négatif de (0,7) milliard de livres sur la valeur recouvrable ;
- Une diminution linéaire du prix de l'électricité sur la période post *CfD* (au-delà de 2064) de 10€₂₀₂₅/MWh aurait un impact de (0,6) milliard de livres sur la valeur recouvrable ;
- Un retard de 12 mois (au regard du calendrier de 144 mois) sur la phase de montage électromécanique aurait un impact de (2,4) milliards de livres sur la valeur recouvrable ;
- Un retard de 6 mois (au regard du calendrier de 144 mois) sur la phase de mise en service aurait un impact de (1,0) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

Italie – Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 6 046 millions d'euros)

La marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait l'objet d'un test de dépréciation annuel conformément aux prescriptions de la norme IAS 36 sur les actifs incorporels à durée de vie indéterminée. Le test repose sur la méthode du taux de redevance sur le chiffre d'affaires et intègre une prime de risque de 100 points de base au taux d'actualisation retenu pour actualiser les flux de trésorerie futurs. Le test actualisé au 31 décembre 2025 met en évidence une marge largement positive malgré un léger recul des hypothèses retenues sur les volumes.

La marge du test des activités de vente et de commercialisation bénéficie globalement de perspectives favorables, portées par l'évolution positive des marges commerciales, tandis que les tests des activités liées aux services énergétiques affichent des marges relativement stables par rapport à 2024.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de 5 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Sur les actifs de production d'énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque et hydraulique), les tests présentent des marges relativement stables. S'agissant des actifs thermiques, la marge reste largement positive malgré la baisse des *clean spark spreads* à court et moyen terme. Cette performance est essentiellement portée par les deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano, mises en service en 2023. Ces unités se distinguent par des émissions de carbone et d'oxydes d'azote inférieures à la moyenne nationale (jusqu'à 30 % pour le carbone et jusqu'à 70 % pour les oxydes d'azote) et bénéficieront par ailleurs de revenus liés au mécanisme de capacité.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base, d'une baisse de 5 % des prix ou encore d'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ne remettent pas en cause la conclusion de ces tests.

Industrie et services (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 6 339 millions d'euros)

Framatome

La valeur recouvrable des actifs de Framatome est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur, de parts de marché retenues pour les services à la base installée et de livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre notamment le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande-Bretagne.

La marge du test du goodwill est relativement stable par rapport au 31 décembre 2024. L'effet favorable lié à la hausse du taux de croissance long terme (de 1,5 % à 1,9 %) est atténué par la hausse du CMPC (+30 points de base). Pour l'actualisation des flux de trésorerie futurs, le CMPC retenu est pondéré afin de refléter la diversité et le profil de risque spécifique des activités de Framatome.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus lors de l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans ; marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 50 points de base ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Arabelle Solutions

La valeur recouvrable des actifs d'Arabelle Solutions est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des projets intégrés dans le scénario de référence retenu. Celui-ci intègre notamment le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande-Bretagne.

Un test de dépréciation sur le goodwill a été réalisé pour la première fois cette année depuis son acquisition en 2024. Ce test met en évidence une marge positive portée par la relance du nucléaire et les synergies apportées par le groupe.

Le taux de croissance long terme retenu est de 2 % et le CMPC de 8,3 %. Celui-ci est un CMPC pondéré tenant compte du profil de risque des différentes activités d'Arabelle Solutions.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 50 points de base ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

EDF power solutions (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 16 076 millions d'euros)

EDF power solutions

Les actifs d'EDF power solutions sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et ayant de ce fait une faible exposition marché.

Des pertes de valeur ont été constatées pour un montant total de (349) millions d'euros. Elles concernent notamment des projets en développement à Taiwan, des actifs solaires devenus obsolètes aux États-Unis, des parcs éoliens et solaires en exploitation en Chine pénalisés par des évolutions réglementaires tarifaires défavorables, des projets en développement au Chili, dans un contexte de perspectives locales moins favorables, ainsi que des projets de parcs éoliens au Royaume-Uni confrontés à des dépassements de coûts de construction.

Luminus

La mise à jour du test de Luminus confirme l'absence de risque de perte de valeur. La marge progresse sous l'effet des coûts engagés en 2025 pour la prolongation de 10 ans des deux unités Tihange 3 et Doel 4 (en 2024, le caractère prévisionnel de ces coûts avait un impact défavorable sur la marge).

S'agissant de l'UGT Thermique, la marge du test reste largement positive malgré le retard pris par la construction de la centrale thermique à Cycle Combiné Gaz de Seraing.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur.

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 3 482 millions d'euros)

Au 31 décembre 2025, le goodwill de Dalkia est de 609 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France en 2014.

La valeur recouvrable de Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. La mise à jour du test au 31 décembre 2025 révèle une augmentation de la valeur recouvrable, principalement portée par le développement de l'activité travaux et la dynamique favorable des initiatives commerciales.

Les pertes de valeur sur goodwill constatées pour (15) millions d'euros au 31 décembre 2025 concernent principalement le goodwill de Dalkia Aegis aux États-Unis, qui a cessé son activité en 2025.

La marque Dalkia reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance sur le chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2025 ne remet pas en cause la valeur retenue dans les comptes.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 20 points ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

France - Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 68 921 millions d'euros)

Ce segment recouvre quasi-exclusivement en termes de valeur d'actif le parc de production en France hexagonale. La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 16 546 millions d'euros (voir note 9.3), les coûts engagés dans le cadre du projet EPR2 pour une valeur nette comptable de 4 147 millions d'euros (voir note 9.2), ainsi que les activités d'optimisation et de commercialisation. Elle n'inclut aucun goodwill.

Sur l'exercice 2025, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

La valeur recouvrable a toutefois été actualisée compte tenu notamment de l'évolution du cadre réglementaire sur les revenus du parc nucléaire (dispositif de taxation post-ARENH). Elle est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 7,1 % au 31 décembre 2025 (6,9 % au 31 décembre 2024).

S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes consolidés au 31 décembre 2025 bien que la stratégie industrielle du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, voir note 9.3).

Concernant les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation, le dispositif appelé à remplacer l'ARENH à compter du 1^{er} janvier 2026 introduit un mécanisme de taxation des revenus du nucléaire, dont le produit sera directement reversé aux consommateurs sous la forme du « versement nucléaire universel » (VNU). Cette taxation s'appliquera dès que les revenus dépasseront un premier seuil (la taxation sera de 50 % des revenus supérieurs au seuil). Au-delà d'un second seuil, dit « seuil d'écrêtement », la part supplémentaire des revenus sera taxée à 90 %. Les niveaux des seuils seront définis par arrêté ministériel pour des périodes triennales, sur la base du coût complet de production nucléaire établi par la CRE, avec une majoration tenant compte de la situation financière de l'entreprise et des investissements nécessaires pour les nouveaux actifs nucléaires.

Dans l'attente de l'arrêté ministériel fixant les seuils pour la période 2026-2028, la valeur recouvrable a été estimée en retenant un seuil de taxation à 78 €/MWh et un seuil d'écrêtement à 110 €/MWh. L'évaluation au 31 décembre 2025 intègre également la reconduction de ce dispositif après 2028, sur la durée de vie résiduelle du parc nucléaire, avec des seuils établis par EDF sur la base de la vision prévisionnelle du coût complet de production nucléaire (tels qu'établis par la CRE, voir note 5.1.1).

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA EnR actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits de moyen terme - des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans - qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

Depuis fin 2023, EDF propose également à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire) pour des durées de 10 ou 15 ans. Par ailleurs, EDF a élargi le périmètre des acteurs éligibles à ces contrats (consommateurs > 7 GWh/an, fournisseurs et producteurs d'électricité) par l'intermédiaire d'un guichet de souscription dédié. Ce dispositif mettra à leur disposition un volume total de 1 800 MW d'électricité (soit environ 10,6 TWh pour un niveau de production annuel du parc historique de 360 TWh). La livraison d'énergie en France au titre de ces contrats a débuté au 1^{er} janvier 2026.

À fin 2025, la valeur recouvrable du test diminue par rapport à 2024 mais reste largement supérieure à la valeur nette comptable. Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

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

Analyse de sensibilité :

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période hors PMT (Plan Moyen Terme) ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; effet de la fermeture anticipée des tranches sur le prix de marché, qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Note 10 Concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;
- le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté le Groupe s'il les avait lui-même construits.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan en « Passifs spécifiques de concessions ».

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation, branchements) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 ans majoritairement. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Organisation des concessions de distribution en France

Les autorités concédantes organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties.

Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique d'électricité en France et dessert 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 346 contrats de concession au 31 décembre 2025. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis. Ainsi :

- les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet de chaque nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent qui relevait du modèle de cahier des charges de 1992 et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date ;
- l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

10.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations ⁽¹⁾	Mises en service	Diminutions	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2025
Terrains et constructions	3 787	-	197	(10)	3	3 977
Réseaux	116 786	797	4 593	(506)	209	121 879
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 743	2	455	(139)	(210)	5 851
Immobilisations en cours	3 176	5 621	(5 245)	(19)	4	3 537
Valeurs brutes	129 492	6 420	-	(674)	6	135 244
Terrains et constructions	(1 890)	(99)	-	8	(13)	(1 994)
Réseaux	(55 332)	(255)	-	328	(2 773)	(58 032)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 607)	(272)	-	129	(70)	(3 820)
Amortissements et pertes de valeur	(60 829)	(626)	-	465	(2 856)	(63 846)
VALEURS NETTES	68 663	5 794	-	(209)	(2 850)	71 398

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrages par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie d'une diminution des passifs de concessions.

10.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Les passifs associés aux concessions, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) qui sont évalués à hauteur de :
 - la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés),
 - déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire,
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) ;
 - amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien,
 - provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ÉLAN, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. En application des dispositions du cahier des charges de 2017, duquel relèvent aujourd'hui la quasi-totalité des contrats en vigueur, les ouvrages concédés ne donnent plus lieu à constitution de provision pour renouvellement, les soldes de provisions à l'échéance du précédent contrat ont été transférés dans le nouveau contrat et les provisions pour renouvellement continuent d'être utilisées conformément à leur objet.

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

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

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire obligé.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	61 277	59 123
Financement concessionnaire non amorti	(37 139)	(34 978)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	24 138	24 145
Amortissement du financement du concédant	18 468	17 717
Provisions pour renouvellement	8 548	8 741
Droits sur biens à renouveler	27 016	26 458
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	51 154	50 603

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 162 millions d'euros (133 millions d'euros en 2024).

Note 11 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025			31/12/2024	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
CTE	11.1	50,10	2 129	253	1 888	68
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	14.1.2	n.a.	2 116	53	2 290	(26)
Participations d'EDF power solutions	11.4	n.a.	1 960	65	2 235	(1 057)
Taishan (TNPJVC)	11.2	30,00	n.c.	n.c.	961	(12)
Sizewell C (Holding) Ltd.	11.3	12,50	31	-	652	-
Participations d'EDF Trading	11.4	n.a.	705	120	948	214
Autres participations	11.4	n.a.	n.c.	n.c.	1 193	130
TOTAL			8 828	670	10 167	(683)

n.a. : non applicable.

n.c. : non communiqué.

Au 31 décembre 2025, des reprises de pertes de valeur nettes des dotations ont été constatées au titre de participations dans certaines entreprises associées, pour un montant de 21 millions d'euros. Des prêts consentis à certaines entreprises associées ont par ailleurs été dépréciés à hauteur de (85) millions d'euros (voir note 17.1.3).

Au 31 décembre 2024, des pertes de valeur d'un montant de (1 454) millions d'euros avaient été comptabilisées au titre des entreprises associées, principalement sur des actifs détenus par EDF power solutions.

11.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Actifs non courants	25 502	23 140
Actifs courants	5 344	4 225
TOTAL ACTIF	30 846	27 365
Capitaux propres	4 249	3 768
Passifs non courants	19 533	16 976
Passifs courants	7 064	6 621
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	30 846	27 365
Chiffre d'affaires	6 658	5 559
Excédent brut d'exploitation	2 371	1 629
Résultat net	506	135
Endettement financier net	15 859	14 665
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	18	291
Dividendes versés	43	238

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), a la charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité en France. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution. À ce titre, elle est rémunérée via le TURPE dont le mécanisme est détaillé en note 5.1.1.

La participation d'EDF dans CTE (50,1 %) est comptabilisée par mise en équivalence du fait des conditions de gouvernance de RTE et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

11.2 Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan au 31 décembre 2024 (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Actifs non courants	10 689	10 760
Actifs courants	840	897
TOTAL ACTIF	11 529	11 657
Capitaux propres	3 206	3 137
Passifs non courants	7 073	6 684
Passifs courants	1 250	1 836
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	11 529	11 657
Chiffre d'affaires	1 120	729
Résultat net	(40)	(254)
Dividendes versés	-	-

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited (TNPJVC), société qui exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR de 1 750 MW chacun à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN détient une participation de 51 % et Guangdong Energy Group une participation de 19 %.

Au cours du premier trimestre 2025, un arrêt programmé pour rechargement de combustible (« *Refueling Outage* ») a été initié sur le réacteur 1. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau le 14 juillet 2025. Le réacteur 2 a été à son tour arrêté mi-décembre dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement combustible.

La provision pour risques constituée pour refléter les incertitudes tarifaires auxquelles la centrale de Taishan est soumise en l'absence de nouvelle publication de la NDRC (*National Development and Reform Commission*) sur la mise à jour du tarif régulé est réévaluée à chaque exercice arrêté.

11.3 Sizewell C

Sizewell C (SZC) est le projet de construction d'une centrale nucléaire dans le Suffolk (Royaume-Uni) comprenant deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,3 GW. Ce projet repose sur une stratégie de réplique d'Hinkley Point C.

Le 22 juillet 2025, le projet Sizewell C a atteint le stade de la décision finale d'investissement et, le 4 novembre 2025, celui du *closing* financier. EDF prévoit d'investir pendant la période de construction un montant maximum de 1,1 milliard de livres sterling. EDF détient une participation de 12,5 % dans le capital de Sizewell C aux côtés du gouvernement britannique pour 44,9 %, La Caisse pour 20 %, Centrica pour 15 % et Amber Infrastructure pour 7,6 % (cf. communiqués de presse du Groupe du 22 juillet 2025 et du 4 novembre 2025). EDF n'a pas investi de nouveaux fonds lors du *closing* financier en raison du remboursement des coûts de développement qu'elle a engagés depuis 2015.

Le groupe EDF contribue au projet en tant que fournisseur notamment d'études d'ingénierie (EDF/Edvance), du circuit primaire principal comprenant la chaudière nucléaire, les générateurs de vapeur et le système de contrôle de sécurité (Framatome) et, pour l'îlot conventionnel, du groupe turbo-alternateur (Arabelle Solutions).

Au cours de l'exercice 2025, le projet a connu les évolutions suivantes :

- le contrat de *Nuclear Services Agreement*, l'accord de licence de la propriété intellectuelle, et la garantie de la performance du design, qui avaient été signés entre le consortium composé par EDF SA et Edvance, et la société de projet Sizewell C, sont devenus pleinement effectifs depuis le 1^{er} janvier 2025 ;
- le contrat chaudière qui avait été signé entre Framatome et la société de projet Sizewell C est pleinement effectif depuis le 1^{er} avril 2025 ;
- la signature du contrat turbine avec Arabelle Solutions le 18 juillet 2025 ;
- les travaux sur site progressent, en particulier la construction d'infrastructures locales, les travaux de terrassement et la préparation de la montée en puissance des travaux de génie civil ;
- les études d'ingénierie se poursuivent, avec un focus particulier sur les travaux de génie civil. La fabrication d'équipements critiques a été lancée, en particulier la cuve du réacteur de l'Unité 1, les 8 générateurs de vapeur et les principales conduites de refroidissement. Les activités sur le groupe turbo-alternateur ont démarré.

À fin décembre 2025, l'État britannique détient 44,9 % du projet, le groupe EDF détient 12,5 % et les autres partenaires détiennent les 42,6 % restants.

11.4 Autres participations

Les participations détenues par EDF power solutions se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe et en Chine. L'acquisition complémentaire de la société Atlantic Shores Offshore Wind (ASOW) mise en équivalence, portant la participation du Groupe à 100 %, n'a pas eu d'incidence comptable significative compte tenu des dépréciations constatées en 2024 sur la valeur des titres et des prêts.

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

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33 % par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Énergétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe.

Note 12 Besoin en fonds de roulement (BFR)

12.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	Variation monétaire	Variation non-monétaire	31/12/2025
Stocks et en-cours de production	12.2	(19 248)	(212)	293	(19 167)
Clients et comptes rattachés nets de provision	12.3	(24 139)	2 135	339	(21 665)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	12.5	19 466	2 010	(154)	21 322
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	12.4 et 12.6	11 550	(2 056)	(124)	9 370
Dont créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	12.4	(792)	(3 503)	-	(4 295)
Autres éléments du besoin en fonds de roulement		(1 524)	202	260	(1 062)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(13 895)	2 079	614	(11 202)

(1) Hors dettes sur immobilisations qui sont classées en « investissements incorporels et corporels » dans le tableau de flux de trésorerie.

L'amélioration monétaire du besoin en fonds de roulement s'explique notamment par la diminution des créances clients en France, sur EDF SA, en lien avec la baisse des prix et l'effet de saisonnalité pour 3 094 millions d'euros et par l'augmentation des dettes fournisseurs pour 2 293 millions d'euros. Cette amélioration est partiellement compensée par l'augmentation de la créance de CSPE sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour (3 502) millions d'euros.

Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO₂ et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

12.2 Stocks

Principes et méthodes comptables

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Combustible nucléaire

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

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

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

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustibles (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D594-1 du Code de l'environnement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

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

Autres stocks

Sont enregistrés dans les autres stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF power solutions, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.5.2 et 9.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France ; voir note 5.1.1).

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

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

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	12 891	(477)	12 414	12 376	(430)	11 946
Autres combustibles	1 082	(185)	897	1 547	(274)	1 273
Autres approvisionnements	2 359	(505)	1 854	2 241	(428)	1 813
En-cours de production de biens et services	1 016	(46)	970	973	(24)	949
Autres stocks	3 057	(25)	3 032	3 335	(68)	3 267
TOTAL STOCKS	20 405	(1 238)	19 167	20 472	(1 224)	19 248

Une partie du stock de « Combustible nucléaire » vise à couvrir une consommation au-delà d'un an pour un montant de 9 537 millions d'euros au 31 décembre 2025 (9 183 millions d'euros au 31 décembre 2024).

L'évolution des stocks sur l'année 2025 s'explique principalement par la diminution des stocks des certificats de capacité (en « Autres stocks ») et des « Autres combustibles », partiellement compensée par l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires présentés en « combustible nucléaire » essentiellement portée par un effet prix.

12.3 Clients et comptes rattachés

Principes et méthodes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de perte de crédit.

(en millions d'euros)	Note	31/12/2025	31/12/2024
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute		19 863	23 370
dont actifs sur contrat	12.3.3	215	200
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute		3 845	2 627
Dépréciations		(2 043)	(1 858)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE		21 665	24 139

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

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 1 911 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Les créances clients diminuent de (2 474) millions d'euros au 31 décembre 2025. La diminution concerne principalement EDF SA pour 3 106 millions d'euros en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires compensée partiellement par une augmentation des créances clients d'EDF Trading de +1 218 millions d'euros.

12.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	23 708	(2 043)	21 665	25 997	(1 858)	24 139
dont créances échues de moins de 6 mois	2 112	(280)	1 832	2 330	(351)	1 979
dont créances échues de 6 à 12 mois	1 200	(403)	797	1 438	(428)	1 010
dont créances échues de plus de 12 mois	2 083	(1 261)	822	1 692	(1 012)	680
dont total des créances échues	5 395	(1 944)	3 451	5 460	(1 791)	3 669
dont total des créances non échues	18 313	(99)	18 214	20 537	(67)	20 470

12.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

Le groupe EDF gère plusieurs programmes d'affacturage ou de titrisation lui permettant de céder des créances commerciales éligibles et de recevoir un paiement en numéraire.

Les créances clients sont décomptabilisées conformément à IFRS 9 dès lors que le Groupe a transféré :

- ses droits à recevoir des paiements au titre de l'actif ou qu'il a rempli son obligation de payer les flux de trésorerie reçus à une tierce partie (hors entité structurée consolidée) dans le cadre d'un accord de transfert, d'une part, et
- en substance, la quasi-totalité des risques et avantages attachés aux créances, d'autre part.

Dans le cas contraire, les créances cédées restent inscrites à l'actif du bilan et les financements reçus sont traités comme des dettes financières.

Le Groupe a mis en place en 2023 un contrat de titrisation, au travers d'un Fonds Commun de Titrisation (entité ad hoc) qui conduit à conserver au bilan les créances concernées.

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Créances clients transférées et maintenues au bilan	61	75
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 240	1 323

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 240 millions d'euros au 31 décembre 2025 concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 323 millions d'euros en décembre 2024).

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

12.3.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 215 millions d'euros au 31 décembre 2025 (200 millions d'euros au 31 décembre 2024) et concernent principalement Dalkia, EDF power solutions et Arabelle Solutions.

12.4 Autres débiteurs

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Charges constatées d'avance	1 669	1 652
Créances TVA	2 442	2 460
Créances fiscales (hors TVA)	452	344
Créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	4 295	792
Autres créances d'exploitation ⁽¹⁾	5 334	7 086
AUTRES DÉBITEURS	14 192	12 334
<i>dont part non courante</i>	<i>1 978</i>	<i>1 979</i>
<i>dont part courante</i>	<i>12 214</i>	<i>10 355</i>
<i>dont valeurs brutes</i>	<i>14 313</i>	<i>12 424</i>
<i>dont dépréciation</i>	<i>(121)</i>	<i>(90)</i>

(1) Y compris créances sur cession d'actifs.

Au 31 décembre 2025, les autres créances d'exploitation intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 1,5 milliard d'euros (2,4 milliards d'euros en 2024). La diminution de ces appels de marge est liée notamment au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit et à la moindre volatilité des marchés. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 12.6).

Au 31 décembre 2025, les autres débiteurs comprennent également des créances fiscales à hauteur de 2 895 millions d'euros (2 804 millions d'euros au 31 décembre 2024) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 669 millions d'euros (1 652 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Charges de service public d'EDF

Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1. Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2025 s'élève à 11 752 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2025 en provenance de l'État s'établissent à 8 236 millions d'euros. Ce montant inclut le solde du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 668 millions d'euros et la compensation au titre de l'année 2025 pour 7 568 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 4 295 millions d'euros (792 millions d'euros au 31 décembre 2024).

12.5 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	17 733	15 302
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 589	4 164
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	21 322	19 466

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur l'année 2025 pour 2,4 milliards d'euros concerne essentiellement EDF SA pour 2,3 milliards d'euros.

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes correspondantes restent en conséquence comptabilisées en « dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe pour un montant de 875 millions au 31 décembre 2025.

12.6 Autres créditeurs

(en millions d'euros)	31/12/2025	Dont passifs sur contrat	31/12/2024	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 644	2 899	3 614	2 435
Fournisseurs d'immobilisations	4 883	-	5 542	-
Dettes fiscales	4 159	-	5 167	-
Dettes sociales	7 065	-	6 717	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	4 175	4 175	3 975	3 974
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	1 553	939	1 219	897
Appels de marge <i>trading</i>	645	-	486	-
Autres dettes ⁽²⁾	3 914	-	3 950	-
AUTRES CRÉDITEURS	30 038	8 013	30 670	7 306
<i>dont part non courante</i>	5 503	4 680	6 039	3 367
<i>dont part courante</i>	24 535	3 333	24 631	3 939

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

(2) Y compris dettes sur acquisition d'actifs et subventions d'investissements.

12.6.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2025, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements réalisés par les clients des contrats long terme de Framatome pour 1 626 millions d'euros (1 501 millions d'euros au 31 décembre 2024).

12.6.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2025, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 819 millions d'euros au titre de l'accise sur l'électricité.

12.6.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2025, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF et celles des industriels électro-intensifs, pour 2 117 millions d'euros (2 137 millions d'euros au 31 décembre 2024), à Framatome pour 867 millions d'euros (624 millions d'euros au 31 décembre 2024) et à Arabelle Solutions pour 1 195 millions d'euros (329 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Ils intègrent également le solde de l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

12.6.4 Appels de marge *trading*

Au 31 décembre 2025, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 0,6 milliard d'euros (0,5 milliard d'euros en 2024). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 12.4), s'agissant de contreparties différentes.

12.6.5 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements pour 1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2025. Les subventions d'investissements reçues sur 2025, nettes des effets périmètre, s'élèvent à 221 millions d'euros (232 millions d'euros sur 2024).

Les subventions d'investissement reçues et comptabilisées en « Autres dettes » sont transférées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

12.6.6 Information sur les passifs sur contrat

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

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2025
Acomptes reçus	2 435	1 508	(1 034)	(32)	-	49	(27)	2 899
Produits constatés d'avance long terme	3 974	796	(610)	-	35	22	(42)	4 175
Autres produits constatés d'avance	897	711	(666)	-	-	-	(3)	939

Ils sont constitués des avances et acomptes reçus pour 2 899 millions d'euros (principalement pour les segments **Industrie et services, Royaume-Uni et France - Activités régulées**) et des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 5 114 millions d'euros (principalement pour les segments **France - Activités de production et de commercialisation** et **Industrie et services**), soit un total de 8 013 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre 7 306 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 26 108 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 686 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

Note 13 *Capitaux propres*

13.1 Capital social

Principes et méthodes comptables

Les coûts externes directement liés à une augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

Au 31 décembre 2025, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

13.2 Distributions de l'émetteur

L'Assemblée générale des actionnaires s'est tenue le 5 mai 2025.

Distributions de dividendes

Aucune distribution de dividendes n'a été réalisée en 2025 au titre de l'exercice 2024.

Autres distributions

Le 21 mai 2025, EDF a distribué à l'État français, actionnaire unique, un montant de 2 milliards d'euros imputés sur les primes liées au capital social.

13.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques. La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement.

Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

Au 31 décembre 2025, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 061 millions d'euros, déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts (10 047 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Le 29 septembre 2025, EDF a lancé une offre de rachat visant les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros émises en janvier 2014 à un taux de 5,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026) et les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émises en janvier 2013 à un taux de 6,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026). Cette offre a conduit à un rachat partiel pour 219 millions d'euros de la souche euros émise en janvier 2014 et pour 539 millions d'euros (469 millions de livres sterling) pour la souche GBP émise en janvier 2013, dont le règlement est intervenu le 9 octobre 2025. À cette date, il restait en circulation 283 millions d'euros sur la souche euros émise en janvier 2014 et 160 millions de livres sterling sur la souche GBP émise en janvier 2013.

Le 29 septembre 2025, EDF a émis des obligations hybrides vertes comptabilisées en capitaux propres pour 1 250 millions d'euros à un taux de 4,375 %.

Le 16 décembre 2025, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de rachat des souches restant en circulation de la dette hybride émise en janvier 2014 pour 1 000 millions d'euros et de celle émise en janvier 2013 pour 1 250 millions de livres sterling. Compte tenu du caractère certain du remboursement, EDF a reclassé au 31 décembre 2025 un montant total de 466 millions d'euros précédemment inscrits en capitaux propres (283 millions d'euros au titre de la souche euros et 160 millions de livres sterling, soit 183 millions d'euros, au titre de la souche GBP), en autres dettes financières. Ces dettes ont fait l'objet d'un remboursement respectivement le 22 janvier et le 29 janvier 2026.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 533 millions d'euros sur l'exercice 2025 (582 millions d'euros sur l'exercice 2024). La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2026, une rémunération de 25 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF (souches « en vie » au 31 décembre 2025)

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	12/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
EDF	06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
EDF	12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
EDF	06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %
EDF	09/2024	500	EUR	5 ans	5,13 %
EDF	09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
EDF	09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %
EDF	10/2025	1 250	EUR	5,5 ans	4,38 %

(1) Date de réception des fonds.

13.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

Les informations relatives aux principales participations ne donnant pas le contrôle sont détaillées ci-dessous :

	31/12/2025			31/12/2024	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	1 424	189	1 453	300
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	23,31 %	5 773	(172)	5 915	(87)
EDF Investissements Groupe SA	13,78 %	1 021	33	1 024	17
Luminus SA	31,37 %	1 190	82	995	102
Framatome	19,50 %	199	(29)	200	(23)
Autres participations		1 217	88	1 442	139
TOTAL		10 824	191	11 029	448

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

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (HPC) Ltd. correspondent à la part de CGN dans cette entité. NNB Holding Company (HPC) Ltd. est la holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 76,69 % (72,60 % au 31 décembre 2024) par le Groupe via EDF Energy.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 80,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 %.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent principalement aux participations de collectivités locales belges.

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

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de filiales des sous-groupes Edison et EDF power solutions. Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 39 millions d'euros au 31 décembre 2025 (66 millions d'euros en 2024).

Note 14 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe, à la clôture d'un exercice, une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, induisant qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et dont le montant peut être estimé de manière fiable.

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

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou d'opérations similaires, sur la base d'avant-projets, d'études et de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

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

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

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

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

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

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

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

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

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	32 715	1 868	34 583	33 220	1 995	35 215
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	34 862	1 245	36 107	35 609	1 453	37 062
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	67 577	3 113	70 690	68 829	3 448	72 277

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	 EDF	 EDF Energy	 Belgique	Total
	Note 14.1	Note 14.2	Note 14.3	
Provisions pour gestion des combustibles usés	17 449	1 143	-	18 592
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	496	-	496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	1 373	14	15 495
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2025	31 557	3 012	14	34 583
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 638	11 342	674	31 654
Provisions pour derniers cœurs	3 149	1 304	-	4 453
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2025	22 787	12 646	674	36 107
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2025	54 344	15 658	688	70 690

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	18 714	581	(1 352)	735	(62)	(24)	18 592
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	520	-	-	35	(26)	(33)	496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15 981	40	(718)	446	(72)	(182)	15 495
Provisions pour aval du cycle nucléaire	35 215	621	(2 070)	1 216	(160)	(239)	34 583
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	32 698	368	(996)	1 677	(624)	(1 469)	31 654
Provisions pour derniers cœurs	4 364	-	(5)	207	(68)	(45)	4 453
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	37 062	368	(1 001)	1 884	(692)	(1 514)	36 107
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	72 277	989	(3 071)	3 100	(852)	(1 753)	70 690
<i>Dont part courante</i>	3 448						3 113
<i>Dont part non courante</i>	68 829						67 577
Dont EDF SA	53 821						54 344
<i>dont périmètre loi du 28 juin 2006</i>	52 583						53 089
Dont Royaume-Uni	17 478						15 658
Dont Belgique	978						688

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2025 est détaillée pour la France en note 14.1.1 et pour le Royaume-Uni en note 14.2.

14.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

14.1.1 Provisions nucléaires

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

Conformément aux principes comptables décrits précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 14.1.2).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 1.2.4.2.

Les éléments d'incertitudes identifiés fin 2024 ont connu des évolutions sur l'exercice 2025. En particulier, la provision précédemment constituée relative aux nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage d'Orano) est confortée par les nouvelles informations à disposition d'EDF en 2025 (voir note 14.1.1.1). Concernant Cigéo, au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024 (voir note 14.1.1.2).

S'agissant du plan d'actions démarré en 2025 permettant d'estimer l'impact éventuel du traitement des matières dangereuses (amiante, plomb, ...) sur la déconstruction et le traitement des déchets, notamment concernant les peintures amiantées suite aux évolutions réglementaires récentes, celui-ci a conduit à des réestimations pour les chantiers de déconstruction des installations arrêtées (voir note 14.1.1.3) mais reste en cours de réalisation pour ce qui concerne le devis de démantèlement des installations en exploitation à la clôture de l'exercice.

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	14.1.1.1	17 449	560	(1 202)	647	(5)	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation		4 496	65	(31)	137	1	4 668
dont hors périmètre loi du 28 juin 2006		1 238	-	(44)	61	-	1 255
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14.1.1.2	14 156	29	(333)	341	(85)	14 108
Provisions pour aval du cycle nucléaire		31 605	589	(1 535)	988	(90)	31 557
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14.1.1.3	19 221	285	(284)	778	(362)	19 638
Provisions pour derniers cœurs	14.1.1.4	2 995	-	-	136	18	3 149
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		22 216	285	(284)	914	(344)	22 787
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		53 821	874	(1 819)	1 902	(434)	54 344
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		52 583	874	(1 775)	1 841	(434)	53 089
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		1 238	-	(44)	61	-	1 255

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

L'augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 523 millions d'euros observée sur l'exercice 2025 s'explique notamment par :

- les « augmentations » qui comprennent les effets liés aux nouveaux combustibles engagés et aux révisions de devis pour 874 millions d'euros ;
- les « diminutions » qui comprennent les reprises liées aux dépenses engagées sur le traitement des combustibles usés et des chantiers de déconstruction pour (1 767) millions d'euros ;
- l'« effet de l'actualisation » comprend la charge de désactualisation des provisions pour 2 417 millions d'euros et (515) millions d'euros au titre de la révision du taux d'actualisation de 10 points de base, comptabilisés en résultat financier ;
- les « autres mouvements » comprennent un montant de (470) millions d'euros au titre de la révision du taux d'actualisation pour les provisions comptabilisées en contrepartie des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

Concernant les installations de tiers :

- EDF, Orano Recyclage et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

14.1.1.1 Provisions pour gestion des combustibles usés

Traitement des combustibles usés

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

Les quantités nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion des combustibles usés (17 449 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

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

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion des combustibles usés concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 - 2040. Ces contrats - qui peuvent faire l'objet d'avenants - contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le contrat d'application actuellement en vigueur porte sur la période 2024-2026. La négociation sur le contrat d'application qui couvrira la période suivante a débuté en 2025. Aucune conséquence de cette négociation sur la portée des engagements financiers du Groupe ni sur la provision ne peut en être déduite à ce stade des discussions.

Entreposage des combustibles usés

L'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle par deux aspects :

- la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF ;
- le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usés), l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville (RNR usés) dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

Le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 a confirmé les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usés et la fermeture du cycle, via la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague. En conséquence, le scénario industriel a évolué au 30 juin 2024 pour tenir compte d'un report du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme avec la mise en œuvre des parades (densification de l'entreposage de La Hague 1, entreposage à sec) ainsi que la construction de capacités d'entreposage nouvelles pour les combustibles usés non recyclables dans les installations industrielles construites ou en construction.

Ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du bassin envisagé jusqu'alors pour gérer le risque de saturation pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024 pour un impact global de 3 301 millions d'euros.

S'agissant du projet de construction de nouvelles capacités d'entreposage, l'instruction du schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur, « ADF ») est en cours. Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

En 2025, concernant le projet ADEC, la DGEC a signifié à EDF et Orano par courrier en date du 10 mars 2025 qu'elle « n'émet pas d'objection au projet industriel proposé ». Par ailleurs, le CPN du 17 mars 2025 a indiqué que « le financement sera principalement porté par EDF ». Ainsi, dans le cadre des discussions relatives au Programme Aval du Futur, Orano a remis à EDF en décembre 2025 une mise à jour du devis global du Programme qui confirme l'évaluation précédemment réalisée par EDF de la provision relative à de nouvelles capacités d'entreposage. Une revue approfondie de l'évaluation sera réalisée lors de la remise par Orano à EDF des études APS attendues à un horizon de fin 2026.

Recyclage de l'Uranium de retraitement

La filière de recyclage de l'uranium de retraitement, relancée en 2018, avec le chargement des premiers assemblages en 2023, concerne actuellement quatre réacteurs de 900 MW. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations nécessaires, d'autres réacteurs de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. La provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 469 millions d'euros) correspond au coût d'entreposage des matières qui ne pourront pas être utilisées au-delà de la durée de fonctionnement des centrales conformément à la durée d'amortissement retenue en comptabilité.

Audit commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et s'est conclu le 28 mai 2025 sans impact significatif sur la manière dont EDF appréhende son obligation matérialisée par le montant de provision pour gestion de combustibles usés au 31 décembre 2023. À date, EDF reste en attente de la lettre de suite qui sera émise par la DGEC, commanditaire de cet audit.

14.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

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

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

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2025	31/12/2024
Déchets TFA et FMA	TFA : CIREs - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)	3 565	3 310
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude (ANDRA)	366	371
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	10 177	10 475
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		14 108	14 156

Déchets TFA et FMA

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

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 et géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Codolet, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- du contrat signé le 23 décembre 2025 avec la filiale Cyclife Technocentre, créée le 27 novembre 2025, pour le traitement (découpe, tri et fusion) des métaux très faiblement actifs (dont ceux des générateurs de vapeur) dans l'installation Technocentre, entre 2032 et 2072, avant valorisation de ces métaux et stockage des déchets finaux dans les centres de l'ANDRA. En effet, à la suite du débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) et porté par EDF, qui s'est déroulé du 10 octobre 2024 au 7 février 2025, EDF a décidé de poursuivre le projet de développement de l'installation Technocentre sur le site de Fessenheim, installation qui prévoit d'être mise en service en 2032 et exploitée par la filiale Cyclife Technocentre ;
- de l'évaluation des autres dépenses prévues de développement de filières de traitement préalable.

Au 30 juin 2025, le coût de traitement préalable au stockage des blocs de béton sodés de Creys-Malville a été réévalué avec un impact de 118 millions sur la provision pour gestion des déchets TFA. Ce gisement est issu du traitement en tant que déchet du sodium contenu dans les circuits primaires et secondaires du réacteur de Creys-Malville.

Par ailleurs, le coût de transport des générateurs de vapeur a été réestimé suite au retour d'expérience de l'opération d'évacuation des générateurs de vapeur de Fessenheim ce qui a conduit à augmenter la provision de 117 millions d'euros à l'échelle du parc (de l'ordre de 300 générateurs de vapeur pour le parc REP en exploitation).

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel - Graphite - Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique à faible profondeur.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, premier réacteur UNGG démantelé qui sera extrait à l'horizon 2045, est celui d'un stockage dans le centre de surface existant (CSA). Un risque a par ailleurs été provisionné au titre de l'éventualité de devoir construire sur le site un entreposage temporaire du graphite de Chinon A2.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite des autres réacteurs est celui d'un stockage direct dans un centre de stockage dédié à faible profondeur.

Déchets HA-MAVL

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

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011.

Pour autant, fin 2024, EDF a intégré dans ses comptes une actualisation de la provision pour prendre en compte des éléments qui n'étaient pas intégrés dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation a généré une augmentation de la provision de 823 millions d'euros.

En application de l'arrêté de chiffrage du 15 janvier 2016, il est prévu que le coût du projet Cigéo soit régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'ASNR.

Ainsi, le 12 mai 2025, l'ANDRA a remis au ministre chargé de l'Industrie et de l'Énergie un rapport portant sur la mise à jour de l'évaluation du chiffrage de Cigéo. Il s'agit de la première étape du processus permettant d'actualiser le chiffrage de référence du projet Cigéo et les provisions associées.

Le planning de référence associé serait également révisé, la réception des premiers colis de déchets étant dorénavant envisagée en 2050 pour les colis MAVL (versus entre 2035 et 2040 dans le planning de référence précédent), les colis HA étant attendus pour 2080 comme auparavant.

Les éléments communiqués par l'ANDRA sous la forme d'estimations hautes, intermédiaires et basses selon les hypothèses considérées intègrent notamment un scénario comprenant des optimisations jugées atteignables à terme, dans le cadre du planning prévisionnel du projet, et montrent pour ce scénario, à fiscalité constante, une relative stabilité des chiffrages associés.

Au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024.

Un réexamen du montant de la provision sera conduit à l'issue de la publication de l'arrêté coût.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL s'élèvent à un montant total de 9 175 millions d'euros. Elles intègrent le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité issue du droit commun applicable aux installations industrielles, à une fiscalité basée sur une taxe spécifique de stockage). À fin 2025, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

Arrêté portant sur le tarif d'accompagnement du projet Cigéo

Concernant la fiscalité d'accompagnement de Cigéo, l'arrêté qui complète l'article 18 de la loi de finances 2025 a été publié le 24 décembre 2025 et consacre désormais le caractère autonome et pérenne que l'État donne au tarif d'accompagnement, précédemment provisionné dans les coûts du projet. Le lien entre ce tarif et l'obligation de gestion à long terme des déchets radioactifs n'étant désormais plus établi, EDF a procédé à un changement d'estimation comptable et a appliqué prospectivement les effets de ce changement dans ses comptes au 31 décembre 2025, conduisant à une reprise de l'intégralité de la provision enregistrée à ce titre pour un montant de 320 millions d'euros. Le paiement annuel de ces taxes d'accompagnement sera donc désormais comptabilisé comme une charge de la période.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL intègre également le conditionnement et l'entreposage des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés) dans l'attente de leur expédition à Cigéo, pour un montant en provision de 1 002 millions d'euros.

14.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). Les sites seront remis en état conformément au Guide n°24 de l'ASNR et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

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

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement reste en cours d'instruction par l'ASNR et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement. La publication du décret de démantèlement est attendue en mars 2026.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et de technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie en revanche d'un retour d'expérience (essentiellement américain car, en Europe, la plupart des réacteurs définitivement arrêtés n'ont pas achevé le démantèlement de leur circuit primaire). Concernant Chooz A, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne et de présenter une contamination radiologique sensiblement différente du parc REP en exploitation, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

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

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

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	-	(10)	608	(362)	13 746
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	285	(274)	170	-	5 892
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	19 221	285	(284)	778	(362)	19 638

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale Réacteur à Eau Pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW, N4 et l'European Pressurized Reactor (EPR) de Flamanville 3)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation ainsi que Flamanville 3.

S'agissant des 56 tranches des paliers 900, 1 300 et 1 450 MW (donc hors Flamanville 3), le devis de démantèlement retenu comme base d'évaluation repose sur une analyse de l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement sur site des déchets pour démanteler une paire de réacteurs du palier 900 MW. Ce devis de référence est extrapolé aux têtes de série des paliers 1 300 MW et 1 450 MW en tenant compte des différences de taille et de configuration des installations. Le devis pour l'ensemble du parc valorise également des effets de série et de mutualisation permis par l'homogénéité technique des réacteurs. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase de pré-démantèlement.

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

L'amplitude des effets de série (réductions de coûts sur les réacteurs suivant la tête de série d'un même palier) dépend de la nature des activités :

- la plupart des études réalisées sur la tête de série d'un palier est reprise pour les réacteurs suivants avec des adaptations mineures ;
- les outillages spécifiques sont réutilisés sur plusieurs chantiers successifs ;
- le retour d'expérience acquis sur les premiers chantiers est directement exploitable pour réduire les risques et optimiser les chantiers similaires suivants.

Les effets de mutualisation désignent les synergies entre les différentes tranches présentes sur un même site. Ils représentent :

- le fait que certains bâtiments industriels et tertiaires sont communs à tous les réacteurs d'un même site et ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts de fonctionnement, surveillance, maintenance et exploitation ne sont pas proportionnels, voire quasi-indépendants du nombre de réacteurs présents sur un même site.

Des effets de mutualisation entre Flamanville 1 et 2 et Flamanville 3 ont été intégrés.

Ces effets de mutualisations expliquent que le démantèlement de plusieurs réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de réacteurs isolés sur des sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec deux, quatre et dans un cas, six réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation représentent respectivement 9 % et 7 % du montant du devis du parc REP en exploitation calculé sans ces effets. Ces effets varient selon les paliers, les effets étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet mutualisation) est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

A contrario, les estimations de coûts n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC, et rendu public en janvier 2016, sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également une couverture des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur toutes les hypothèses du devis : sur les coûts bruts estimés, mais également sur la durée du planning, sur les effets de série, de mutualisation, et les coefficients de transposition ;
- intégration de risques : événements identifiables dont l'occurrence n'est qu'éventuelle. La cotation financière de ces risques tient compte des coûts directement induits par leur réalisation et également des coûts induits par l'allongement de la durée totale du projet.

La marge globale pour risques et incertitudes est ainsi de 18,7 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation hors Flamanville 3 (33,4 % pour le devis de la référence Fessenheim).

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

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

En 2025, sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₅) s'élève à environ 0,70 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,43 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet, hors Flamanville 3, en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

En 2025, une simplification du modèle de calcul des effets de mutualisation conduit à une diminution de la provision pour déconstruction des centrales en exploitation pour incertitudes planning à hauteur de 58 millions d'euros.

À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, un plan d'action est en cours pour collecter les informations disponibles dans le système d'information et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prend en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.

S'agissant de Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence a conduit, dans les états financiers consolidés du Groupe, à la comptabilisation de provisions relatives à Flamanville 3. L'évaluation est basée sur une adaptation du coût de référence de la tête de série 900 MW, à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans). Cette provision s'élève à 230 millions d'euros dans les comptes au 31 décembre 2025.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, à Saint-Laurent et à Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2^{ème} génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils font l'objet d'une réévaluation annuelle.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG prévoit :

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

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs, conformément aux décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020.

Pour mémoire, un audit externe commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) publié en 2021 sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) souligne « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Conformément aux recommandations de cet audit, une méthodologie d'estimation analytique des risques et incertitudes planning (appliquée à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » ont été introduits afin de conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages.

Les devis des centrales définitivement arrêtées prennent également en compte des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie et le risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage).

Au 31 décembre 2025, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	31/12/2025	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	342	299
Réacteur à eau pressurisée REP - Fessenheim ⁽¹⁾	1 177	996
Réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 481	3 302
Réacteur à eau lourde - Brennilis	548	470
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys-Malville	714	621

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

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

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

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 1,3 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui implique des découpes avec des moyens téléopérés sans visuel direct plus complexes que sur le REP et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7,8 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,4 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb...) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions réglementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ;
- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Évolutions 2025

Le lancement, en 2024, du plan d'actions relatif au coût du traitement des matières dangereuses a conduit, en 2025, à prendre en compte l'état des lieux détaillé de présence d'amiante, de plomb et d'éventuelles autres matières dangereuses, par site, pour estimer une enveloppe globale de surcoûts à la fois pour la part travaux (coûts de désamiantage pour le retrait des matériaux et revêtement de génie civil concernés et pour les activités de démolition), pour la part exploitation et ingénierie (ressources supplémentaires, formation, adaptation des locaux...) et pour la part de traitement des déchets. Cette estimation a été probabilisée pour tenir compte d'un risque de réalisation effective de ces surcoûts. Cela a conduit à une augmentation de la provision à hauteur de 44 millions d'euros.

Sur l'exercice 2025, plusieurs révisions de devis ont été prises en compte du fait de l'obtention d'analyses techniques, d'offres reçues ou de révisions de plannings. Ces révisions ont notamment conduit à (i) une augmentation du coût de déconstruction de la centrale de Brennilis à la suite de la prise en compte de surcoûts pour le démantèlement du bloc réacteur pour 90 millions d'euros et (ii) une augmentation des coûts de déconstruction de la centrale de Chinon à la suite d'ajustements des coûts d'exploitation et une augmentation des coûts de développement du démonstrateur industriel pour un montant total de 54 millions d'euros.

14.1.1.4 Provisions pour derniers cœurs

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

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion des combustibles usés et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision (voir note 21.1).

Depuis 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant relatif au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

En 2025, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 154 millions d'euros dont 67 millions d'euros en lien avec l'évolution du coût du combustible.

14.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) - avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans -, à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation AA à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'Autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority - « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,19 % pour 2025. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2025 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,1 % ; 4,3 %] ([2,3 % ; 3,6 %] à fin 2024) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,5 % ; 4,3 %] ([3,4 % ; 3,6 %] à fin 2024) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,19 % (3,22 % à fin 2024) pour les flux au-delà de 50 ans.

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

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

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

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT en 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2025 (4,5 % au 31 décembre 2024), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,8 % (1,9 % au 31 décembre 2024), soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 31 décembre 2025 (2,6 % au 31 décembre 2024).

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond prévu par la réglementation. Selon l'article D594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond s'établit à 2,69 % au 31 décembre 2025 (2,72 % au 31 décembre 2024), supérieur au taux réel retenu (2,65 % avec une précision de deux décimales) ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Les études tenant compte du profil de rendement et de risque des différentes classes d'actifs font ressortir un rendement moyen prévisionnel à 20 ans des actifs dédiés proche de leur rendement moyen annualisé de 6,1 % observé entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 décembre 2025, supérieur au taux d'actualisation nominal retenu de 4,5 %.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

(en millions d'euros)	31/12/2025		31/12/2024	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	25 272	16 194	24 849	16 211
<i>dont non liée au cycle d'exploitation</i>	8 464	4 668	7 794	4 496
Gestion à long terme des déchets radioactifs	41 468	14 108	40 405	14 156
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	66 740	30 302	65 254	30 367
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 502	13 746	25 154	13 510
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 606	5 892	9 313	5 711
Derniers cœurs	5 301	3 149	5 167	2 995
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	40 409	22 787	39 634	22 216
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006	-	53 089	-	52 583

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

(en millions d'euros)	31/12/2025		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans ⁽¹⁾	Total
Gestion des combustibles usés	11 639	13 633	25 272
<i>dont non lié au cycle d'exploitation</i>	2 077	6 387	8 464
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 629	34 839	41 468
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	18 268	48 472	66 740
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	831	24 671	25 502
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 177	5 429	9 606
Derniers cœurs	1 418	3 883	5 301
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	6 426	33 983	40 409

(1) Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 24 % et à 44 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 41 % et à 93 % pour la déconstruction.

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

Pour l'exercice 2025 :

		Sensibilité au taux d'actualisation				
		Montants provisionnés en valeur actualisée	Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
			+ 20 points de base	- 20 points de base	+ 20 points de base	- 20 points de base
(en millions d'euros)						
Aval du cycle nucléaire :						
•	gestion des combustibles usés	17 449	(325)	344	281	(297)
•	gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	(691)	770	524	(591)
Déconstruction et derniers cœurs :						
•	déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 746	(571)	602	-	-
•	déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 892	(161)	171	161	(171)
•	derniers cœurs	3 149	(94)	99	-	(10)
TOTAL		54 344	(1 842)	1 986	966	(1 069)
dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés		39 049	(1 611)	1 745	828	(920)

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (938)/974 millions d'euros dont 494/(520) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

14.1.2 Actifs dédiés d'EDF

14.1.2.1 Réglementation

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

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

Depuis le décret du 1^{er} juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

14.1.2.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

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

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

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

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 19 juin 2025, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 32 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 38 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles seront atteintes progressivement.

EDF Invest gère les actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, une partie des actifs de croissance et des actifs de taux au sein des actifs dédiés.

Au total, au 31 décembre 2025, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 11 230 millions d'euros, dont 9 842 millions d'euros d'actifs de rendement.

Actifs de rendement

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

Les actifs de rendement incluent notamment :

- les participations du Groupe dans CTE, Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, Fjord1, Orange Concessions, Optimus Tower, Energy Assets Group, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Parcolog Invest, Encore+ Bergère), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Géosel, Sinal (ex-Norlys Fibernet), Databank, des parcs éoliens au Royaume-Uni, d'autres actifs immobiliers, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de sicav ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 16 439 millions d'euros au 31 décembre 2025 (17 802 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ces FCPR sont constitués principalement de 21 fonds cotés pour 14 851 millions d'euros (20 FCPR cotés pour 16 341 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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

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

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

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

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

14.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice

En 2025, la performance des actifs dédiés (actifs cotés et non cotés) s'est élevée à 6,8 %.

En dépit de l'impact défavorable des parités EUR/USD et EUR/GBP sur le portefeuille, la performance des **actifs de rendement** atteint 5,5 % en 2025, en progression par rapport à 2024 (4,6 %), avec des performances positives sur l'ensemble des classes d'actifs.

Les **actifs de croissance** (essentiellement composés d'actions cotées) ont progressé de 11,5 %, malgré la volatilité intervenue sur les marchés, notamment américains. Les investisseurs ont finalement intégré les incertitudes économiques générées par la décision des États-Unis d'imposer une forte augmentation des droits de douane à leurs partenaires commerciaux et la perspective d'accords commerciaux combinée à la très forte résilience de l'économie américaine ont permis aux marchés de rebondir fortement. La volatilité a aussi été alimentée par le questionnement des investisseurs sur la rentabilité des investissements dans l'intelligence artificielle, et sur une éventuelle bulle de valorisation. Le dollar américain a été orienté assez nettement à la baisse, ce qui a pesé sur la performance en Euro.

Les **actifs de taux** (principalement constitués d'obligations cotées) ont enregistré une performance de 2,9 %. Les obligations cotées ont été assez volatiles, avec une tendance à la repentification des courbes (écart croissant entre les taux longs et les taux courts) partout dans le monde. L'attention des investisseurs se concentre de plus en plus sur les sujets de politique budgétaire : les besoins de financement des États sont revus à la hausse, ce qui justifie aux yeux des investisseurs une prime de rendement supplémentaire à long terme.

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,1 % au 31 décembre 2025.

Des variations de juste valeur du portefeuille ont été enregistrées sur l'exercice 2025 :

- Sur les OPC, actions en résultat financier à hauteur de +1 902 millions d'euros (+2 998 millions d'euros en 2024, voir note 7.3) ;
- Sur les obligations en résultat financier pour (61) millions d'euros ((156) millions d'euros en 2024, voir note 7.3) et en OCI à hauteur de +4 millions d'euros (+164 millions d'euros en 2024, voir note 17.1.2).

En 2025, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*. EDF Invest a acquis notamment des participations immobilières minoritaires au second semestre 2025 : 49 % du parc commercial Espace Chanteraines en région parisienne et 50 % d'Euroliving, un portefeuille d'immeubles résidentiels situés en Europe. La cession en 2025 du parc solaire nord-américain Catalina Solar et les cessions partielles indirectes de l'actif Q-Park ont contribué à la rotation du portefeuille.

Des retraits pour un montant de 577 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2025 (527 millions d'euros en 2024).

14.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

(en millions d'euros)		31/12/2025		31/12/2024	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Présentation au bilan consolidé					
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF INVEST)⁽¹⁾		7 110	9 842	6 877	9 485
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	4 524	7 252	4 534	7 135
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	2 584	2 588	2 354	2 361
Dérivés	Juste valeur des dérivés	2	2	(11)	(11)
ACTIFS DE CROISSANCE		14 916	14 916	16 633	16 633
Actions cotées	Titres de dettes	14 184	14 184	15 995	15 995
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	710	710	699	699
Dérivés	Juste valeur des dérivés	22	22	(61)	(61)
ACTIFS DE TAUX		17 710	17 710	14 202	14 202
Obligations et TCN cotés ⁽⁴⁾	Titres de dettes	14 221	14 221	13 172	13 172
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	250	250	260	260
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	428	428	395	395
Trésorerie ⁽⁴⁾	Titres de dettes	2 789	2 789	365	365
Dérivés	Juste valeur des dérivés	22	22	10	10
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS		39 736	42 468	37 712	40 320

(1) Dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (cf. note 11.1). La valeur de réalisation des entités EDF Invest présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant.

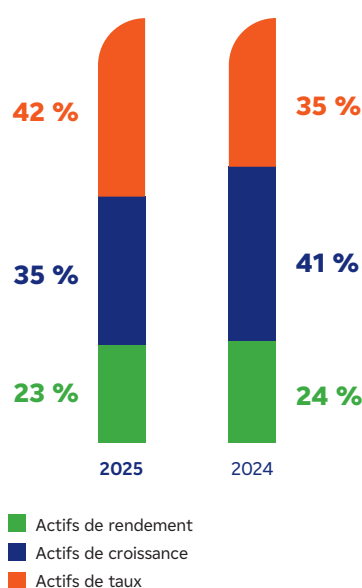
(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 467 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Après déduction de 926 millions d'euros de dette financière comptabilisée dans le cadre des opérations de prêts de titres qui ont été réinvestis en OPCVM monétaires présentés en Trésorerie.

La composition des actifs dédiés en 2025 et en 2024 est la suivante (en valeur de réalisation) :

- Actifs de rendement : 23 % au 31 décembre 2025 (24 % au 31 décembre 2024) ;
- Actifs de croissance : 35 % au 31 décembre 2025 (41 % au 31 décembre 2024) ;
- Actifs de taux : 42 % au 31 décembre 2025 (35 % au 31 décembre 2024).



14.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

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

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 668	4 496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	14 156
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 638	19 221
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de l'aval du cycle nucléaire	635	634
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	39 049	38 507
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	42 468	40 320
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	108,8 %	104,7 %

Au 31 décembre 2025, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,8 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2025.

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 l'année.

14.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 15 658 millions d'euros au 31 décembre 2025 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique, pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « actifs financiers » (voir note 17.1.3) et s'élèvent à 14 419 millions d'euros au 31 décembre 2025 (16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	1 265	21	(150)	88	(62)	(19)	1 143
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	520	-	-	35	(26)	(33)	496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 446	3	-	98	(72)	(102)	1 373
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 231	24	(150)	221	(160)	(154)	3 012
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 878	-	(665)	885	(624)	(1 132)	11 342
Provisions pour derniers cœurs	1 369	-	(5)	71	(68)	(63)	1 304
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	14 247	-	(670)	956	(692)	(1 195)	12 646
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	17 478	24	(820)	1 177	(852)	(1 349)	15 658

Les « autres mouvements » comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique ainsi que la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'explique principalement par :

- une mise à jour des estimations de coûts basée sur l'*Integrated Plan* 26 (IP 26) approuvé par l'équipe d'Assurance des Passifs Non-Nucléaires (NLA) en décembre 2025, de (687) millions d'euros, principalement due à une combinaison de facteurs :
 - > des coûts centraux réduits,
 - > une diminution des risques liés au déchargement du combustible des réacteurs AGR, à la suite d'un examen exhaustif des risques, partiellement compensée par certaines augmentations des risques de déconstruction des AGR et de démantèlement de SZB, en raison d'une réestimation des impacts de coûts ponctuels,
 - > une diminution des coûts d'énergie des sites résultant d'une baisse du prix de gros de l'électricité et d'une réduction des coûts de loyer et de taxes suite à des tarifs mis à jour convenus avec les conseils locaux,
 - > ces diminutions sont partiellement compensées par des coûts de préparation au déchargement du combustible des AGR en augmentation ;
- un report d'une année des dates de fermeture des centrales de Hartlepool et Heysham, de mars 2027 à mars 2028, générant une baisse des provisions de (115) millions d'euros ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 10 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (230) millions d'euros.

14.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus à la suite de l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des « Accords de restructuration ». Ces accords ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser sa situation financière. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 61 millions d'euros au 31 décembre 2025 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion des combustibles usés AGR et du déchet radioactif associé provenant de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, après le 15 janvier 2005, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2025.

Chaque année, les estimations des coûts qui constituent la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle nucléaire et de la déconstruction des centrales, sont mises à jour au travers d'un « *Integrated Plan* » (IP). Cet *Integrated Plan* est soumis à l'approbation de la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*). L'IP25 et l'IP26 ont été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2024 et en décembre 2025.

L'estimation des coûts de l'IP26 constitue la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle nucléaire et de la déconstruction des centrales, en prenant en compte par ailleurs de l'hypothèse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B.

14.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des centrales AGR est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA). Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, à défaut, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2025		31/12/2024	
	Montants des charges économiques de fin de période ⁽¹⁾	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges économiques de fin de période ⁽¹⁾	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion des combustibles usés	3 943	1 143	4 173	1 265
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	3 000	496	3 086	520
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 477	1 373	7 780	1 446
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	14 420	3 012	15 039	3 231

(1) Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles usés et déchets associés de l'ensemble des combustibles usés sur la durée d'exploitation des réacteurs (y compris futurs combustibles chargés en réacteur pour Sizewell B uniquement) ; les provisions sont quant à elles assises sur le combustible engagé à date.

14.2.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour.

Comme indiqué ci-dessus, les Accords de restructuration mis à jour en juin 2021 prévoient que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction, ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

	31/12/2025		31/12/2024	
	Montants des charges économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	25 195	11 281	27 273	12 809

14.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont les suivantes :

- comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux UK *gilt* de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*), à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation AA à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- l'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

En conséquence, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 3,5 % au 31 décembre 2025 (3,4 % au 31 décembre 2024).

14.3 Provisions nucléaires en Belgique

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour aval du cycle nucléaire	379	9	(386)	7	5	14
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	599	83	(46)	15	23	674
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	978	92	(432)	22	28	688

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 attribuée à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celle des fonds permettant de les couvrir. À ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des provisions s'élevant à 421 millions d'euros au 31 décembre 2025 (352 millions d'euros au 31 décembre 2024), soit une augmentation nette de 69 millions d'euros, principalement en lien avec la révision triennale 2025 ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur (voir note 17.1.3) pour 319 millions d'euros au 31 décembre 2025 (354 millions d'euros au 31 décembre 2024). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique correspondent à des provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont réalisé le *closing* de l'accord concernant la prolongation pour 10 ans des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que le transfert de responsabilité lié aux déchets nucléaires. Cette étape finale, faisant suite à l'approbation de l'accord par la Commission européenne le 21 février 2025, a mené au versement de la première partie du paiement relative au transfert de responsabilité pour les déchets nucléaires et le combustible usé à hauteur de 189 millions d'euros en avril 2025. La seconde partie a été versée lors du redémarrage des réacteurs en novembre 2025 pour 121 millions d'euros. Faisant suite au transfert de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires au gouvernement belge, la provision pour aval du cycle nucléaire s'élève donc au 31 décembre 2025 à 14 millions d'euros.

Note 15 Provisions pour avantages du personnel

Principes et méthodes comptables

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

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

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

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

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

- dans le compte de résultat :
 - > le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - > la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
 - > le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
 - > les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
 - > les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
 - > l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Entités françaises relevant du statut des IEG

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles un grand nombre de salariés bénéficie du statut des IEG, incluant le bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1^{er} septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Les engagements relatifs au régime spécial de retraite des IEG

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

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

Les engagements provisionnés au titre du régime de retraite des IEG comprennent :

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

La loi du 14 avril 2023, portant la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux, ...).

La loi n° 2025-1403 du 30 décembre 2025 de financement de la sécurité sociale pour 2026 est venue modifier la réforme des retraites du 14 avril 2023 pour le régime général. Elle prévoit de suspendre le calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite (jusqu'à 2028) pour les générations de 1964 à 1968. Elle vise également à améliorer les droits à la retraite des femmes, plus particulièrement les droits à la retraite des mères de famille (voir note 15.1.2 pour plus de précisions sur cette réforme et ses effets sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2025).

Les engagements liés au maintien des avantages sociaux aux pensionnés statutaires du régime spécial des IEG et du régime général de vieillesse

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production et des taxes). À cet élément, s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statuaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (Article 24, § 3 du statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés décédés (indemnité statuaire correspondant à trois mois de pension plafonnés).

Les engagements liés au départ à la retraite des salariés statutaires des IEG

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

Les engagements liés à la reconnaissance de l'exposition à des facteurs de pénibilité des salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1^{er} janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1^{er} janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

EDF Energy

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, les trois plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy (BEGG (*British Energy Generation Group*), EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*) et EEPs (*EDF Energy Pension Scheme*)) ont été fermés à compter du 31 décembre 2021 et remplacés par un régime à cotisations définies appelé « *myRetirement Plan* ». Cependant, les droits acquis dans ces régimes jusqu'à leur date de fermeture perdurent et les engagements correspondants sont mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne sont plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires. En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS)* » (EDFG).

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statuaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

Réforme des retraites en France

La loi n°2025-1403 du 30 décembre 2025 de financement de la sécurité sociale pour 2026 est venue modifier la réforme des retraites du 14 avril 2023.

Cette loi prévoit de suspendre le calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite (jusqu'à 2028) pour le régime général et vise également à améliorer les droits à la retraite des femmes, et plus particulièrement les droits à la retraite des mères de famille.

Suspension du calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite

Pour le régime général, la loi suspend jusqu'à janvier 2028 le calendrier d'augmentation de l'âge légal de départ en retraite et de la durée d'assurance inscrit dans la loi du 14 avril 2023 portant sur la réforme des retraites. Les conditions de liquidation de la pension servie par le régime spécial des IEG restent inchangées mais les versements des équivalents prestations versées par la CNAV et l'AGIRC-ARRCO dans le cadre de l'adossment pourront être anticipés d'un à deux trimestres pour les générations 1964 à 1968.

Amélioration du système de retraites en réduisant les inégalités de pensions entre les femmes et les hommes

- L'amélioration du calcul du salaire annuel moyen au régime général avec la prise en compte du nombre d'enfants des assurées,
- La prise en compte des majorations de durée d'assurance (attribuées pour la naissance d'un enfant) pour permettre l'ouverture des droits à une retraite anticipée pour carrière longue, dans la limite de deux trimestres. Cette mesure n'a pas d'impact sur l'évaluation des engagements portés par le groupe.

En accord avec les principes de la norme IAS 19 et en cohérence avec le traitement retenu en 2023 au titre de la réforme des retraites, l'ensemble des effets induits par la loi de financement de la sécurité sociale pour 2026, tels que décrits ci-avant, sont qualifiés de modifications de régime. Le coût des services passés positif en résultant qui s'élève à +93 millions d'euros a été comptabilisé en produit au compte de résultat de l'exercice 2025 (en autres produits et charges d'exploitation, voir note 6).

15.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)

	31/12/2025	31/12/2024
Provisions pour avantages du personnel - part courante	765	778
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	16 158	17 284
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	16 923	18 062

15.1.1 Variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2024	27 749	6 054	889	34 692
Charge nette de l'exercice 2025	1 407	324	62	1 793
Écarts actuariels	(1 749)	(109)	(9)	(1 867)
Cotisations salariales	-	1	1	2
Prestations versées	(1 286)	(336)	(59)	(1 681)
Écarts de conversion	-	(299)	(1)	(300)
Mouvements de périmètre	-	-	(4)	(4)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2025	26 121	5 635	879	32 635

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2024	(10 093)	(6 579)	(513)	(17 185)
Charge nette de l'exercice 2025	(335)	(345)	(17)	(697)
Écarts actuariels	377	78	(8)	447
Cotisations versées aux fonds	(15)	(72)	(8)	(95)
Cotisations salariales	-	4	(1)	3
Prestations versées	446	336	28	810
Écarts de conversion	-	327	-	327
Autres variations	-	-	22	22
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2025	(9 620)	(6 251)	(497)	(16 368)

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2024⁽²⁾	17 656	(525)	376	17 507
Charge nette de l'exercice 2025	1 072	(21)	45	1 096
Écarts actuariels	(1 372)	(31)	(17)	(1 420)
Cotisations versées aux fonds	(15)	(72)	(8)	(95)
Cotisations salariales	-	5	-	5
Prestations versées	(840)	-	(31)	(871)
Écarts de conversion	-	28	(1)	27
Mouvement de périmètre	-	-	(4)	(4)
Autres variations	-	-	22	22
PASSIF NET AU 31/12/2025	16 501	(616)	382	16 267
dont provisions pour avantages du personnel				16 923
dont actifs financiers non courants				(656)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 15.2).

(2) Le passif net au 31 décembre 2024 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 18 062 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (555) millions d'euros soit un passif net de 17 507 millions d'euros.

Écarts actuariels sur engagements

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2025 s'élèvent à (1 867) millions d'euros :

- dont (1 749) millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour (2 153) millions d'euros,
 - la variation des écarts d'expérience pour 832 millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour (458) millions d'euros, et
- dont (109) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (218) millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour 23 millions d'euros et aux écarts d'expérience pour 86 millions d'euros (voir note 15.1.5).

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2025

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2025 s'élèvent à 447 millions d'euros contribuant à la hausse des provisions. Ils résultent principalement, pour 377 millions d'euros en France et pour 78 millions d'euros au Royaume-Uni, d'un rendement des actifs de couverture, principalement obligataires, plus faible que le taux d'actualisation en raison de la hausse des taux d'intérêt en 2025.

Passif net au 31 décembre 2025

Le passif net au 31 décembre 2025 s'élève à 16 267 millions d'euros :

- dont 16 501 millions d'euros en France ;
- dont (616) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 630 millions d'euros contre 540 millions d'euros au 31 décembre 2024. Ce surplus est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

15.1.2 Hypothèses actuarielles retenues

(en %)	France		Royaume-Uni	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	3,90 %	3,40 %	5,65 %	5,55 %
Taux d'inflation	1,80 %	1,90 %	2,85 %	2,95 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,80 %	2,90 %	2,80 %	2,85 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisée en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

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

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,90 % au 31 décembre 2025 (3,40 % rapport au 31 décembre 2024).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation. Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,80 % au 31 décembre 2025 (1,90 % au 31 décembre 2024).

Pour les entités françaises relevant du statut des IEG, les lois de salaires projetées à partir de 2025 sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

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

15.1.3 Analyses de sensibilité sur les engagements

(en millions d'euros)	31/12/2025	
	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'actualisation	(1 005) / 1 074	(208) / 219
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'inflation	1 059 / (993)	185 / (180)
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 006 / (948)	n.a.

n.a. : non applicable.

15.1.4 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

2025				
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(501)	(9)	(34)	(544)
Coût des services passés	93	-	-	93
Écarts actuariels - avantages à long terme	(60)	-	1	(59)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(468)	(9)	(33)	(510)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(939)	(315)	(29)	(1 283)
Produit sur les actifs de couverture	335	345	17	697
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(604)	30	(12)	(586)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 072)	21	(45)	(1 096)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 749	109	9	1 867
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(377)	(78)	8	(447)
Écarts actuariels	1 372	31	17	1 420
Écarts de conversion	-	(28)	1	(27)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	1 372	3	18	1 393

2024				
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(475)	(14)	(37)	(526)
Coût des services passés	-	31	-	31
Écarts actuariels - avantages à long terme	(138)	-	1	(137)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(613)	17	(36)	(632)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(887)	(311)	(29)	(1 227)
Produit sur les actifs de couverture	332	319	17	668
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(555)	8	(12)	(559)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 168)	25	(48)	(1 191)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(1 252)	1 145	5	(102)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	191	(846)	33	(622)
Écarts actuariels	(1 061)	299	38	(724)
Écarts de conversion	-	14	-	14
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(1 061)	313	38	(710)

15.1.5 Sources des écarts actuariels sur engagements

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni
Variation liée aux écarts d'expérience	(973)	86
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	23
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	2 662	(218)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	1 689	109
<i>dont écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi</i>	<i>1 749</i>	<i>109</i>
<i>dont écarts actuariels sur autres avantages à long terme</i>	<i>(60)</i>	<i>-</i>

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

15.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées)

Les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 4.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

15.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Participants en activité	12 311	13 078
Retraités	13 810	14 671
TOTAL ENGAGEMENTS	26 121	27 749

15.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2025 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	19 177	(8 941) ⁽¹⁾	10 236
Avantage en nature énergie	3 382	-	3 382
Indemnités de fin de carrière	783	(662)	121
Autres	1 297	(16)	1 281
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2025	24 639	(9 619)	15 020
Rentes ATMP et Invalidité	1 241	-	1 241
Médailles du travail	220	-	220
Autres	21	-	21
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2025	1 482	-	1 482
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2025	26 121	(9 619)	16 502

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2025).

Au 31 décembre 2024 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	20 190	(9 432) ⁽¹⁾	10 758
Avantage en nature énergie	3 864	-	3 864
Indemnités de fin de carrière	794	(645)	149
Autres	1 381	(16)	1 365
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2024	26 229	(10 093)	16 136
Rentes ATMP et Invalidité	1 270	-	1 270
Médailles du travail	225	-	225
Autres	25	-	25
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2024	1 520	-	1 520
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2024	27 749	(10 093)	17 656

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2024).

15.2.3 Actifs de couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
ACTIFS DE COUVERTURE	9 619	10 093
Actifs pour régime spécial de retraite	8 941	9 432
dont en %		
<i>Instruments de créances cotés (obligations)</i>	63 %	65 %
<i>Instruments de capitaux propres cotés (actions)</i>	34 %	33 %
<i>Biens immobiliers</i>	3 %	2 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	662	645
dont en %		
<i>Instruments de créances cotés (obligations)</i>	59 %	58 %
<i>Instruments de capitaux propres cotés (actions)</i>	41 %	42 %
Autres actifs de couverture	16	16

Au 31 décembre 2025, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent pour 37 % du total en obligations notées AAA et AA et 63 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Au 31 décembre 2025, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent pour :

- 69 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- 16 % du total en actions de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents ;
- 15 % du total en actions de sociétés européennes.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2024.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de -0,6 % en 2025.

15.2.4 Flux de trésorerie futurs relatifs aux prestations à venir

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 243	1 220
D'un à cinq ans	4 937	4 387
De cinq à dix ans	6 234	4 617
À plus de dix ans	50 113	15 897
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	62 527	26 121

Au 31 décembre 2025, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 15,8 ans.

15.3 Royaume-Uni

15.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Participants en activité	2 114	2 328
Retraités	3 521	3 726
TOTAL ENGAGEMENTS	5 635	6 054

15.3.2 Actifs de couverture

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif - *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
ACTIFS DE COUVERTURE	6 252	6 579
dont en %		
<i>Instruments de capitaux propres cotés (actions)</i>	7 %	9 %
<i>Instruments de créances cotés (obligations)</i>	65 %	92 %
<i>Biens immobiliers</i>	4 %	5 %
<i>Trésorerie et équivalent de trésorerie</i>	4 %	1 %
<i>Autres (dont private equity)⁽¹⁾</i>	20 %	-8 %

(1) Incluant la juste valeur des instruments dérivés de couverture sur instruments cotés.

Au 31 décembre 2025, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- 73 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- 27 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

15.3.3 Flux de trésorerie futurs relatifs aux prestations à venir

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	296	282
D'un à cinq ans	1 261	1 072
De cinq à dix ans	1 774	1 185
À plus de dix ans	10 240	3 096
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	13 571	5 635

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 16 ans au 31 décembre 2025.

Note 16 Autres provisions

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025			31/12/2024		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	16.1	2 501	147	2 648	2 147	147	2 294
Autres provisions	16.2	4 133	2 425	6 558	3 875	2 547	6 422
AUTRES PROVISIONS		6 634	2 572	9 206	6 022	2 694	8 716

16.1 Autres provisions pour déconstruction

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
EDF	1 467	1 133
EDF Energy	26	40
Edison	129	132
Framatome	460	449
Autres	566	540
TOTAL	2 648	2 294

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur les opérations de déconstruction à venir. Au cours de l'exercice 2025, EDF a mené un chantier de révision des coûts de déconstruction pour l'ensemble des sites thermiques avec la mise en place d'une démarche analytique détaillée, identifiant plus précisément l'ensemble des travaux nécessaires à la remise en état des sites tenant compte de la spécificité de chacun, la prise en compte de diagnostics réalisés sur chaque site pour la dépollution, le retour d'expérience sur les achats de prestations pour les opérations spécifiques comme le traitement des cheminées et enfin la prise en compte de risques, aléas et incertitudes de façon systématique. Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit à une augmentation de la provision de 342 millions d'euros. Ces travaux feront l'objet d'une révision annuelle.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 161 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (115 millions d'euros pour Framatome et 46 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés sont constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 123 millions d'euros pour Framatome et 71 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture de 107 % pour Framatome et 153 % pour Cyclife. Le taux réglementaire est de 105 % pour Framatome et de 100 % pour Cyclife France.

16.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	806	103	-	(14)	-	(367)	528
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	41	8	(5)	(5)	-	(2)	37
Provisions pour litiges	223	151	(114)	(11)	-	6	255
Provisions pour contrats onéreux	609	302	(120)	(354)	12	73	522
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 700	2 185	(2 125)	-	-	(62)	1 698
Autres provisions pour risques et charges	3 043	1 233	(877)	(109)	(10)	238	3 518
TOTAL	6 422	3 982	(3 241)	(493)	2	(114)	6 558

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats long-terme d'approvisionnement et de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation. S'agissant du contrat avec Dunkerque LNG, la réévaluation des hypothèses macroéconomiques d'utilisation du terminal à la suite de la conclusion d'un nouveau contrat a conduit à la reprise partielle nette de la provision à hauteur de 349 millions d'euros au 31 décembre 2025.

Les autres provisions sont individuellement non significatives.

Les contrats à long terme de Framatome et d'Arabelle Solutions sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte attendue est constatée immédiatement en résultat en contrepartie d'une provision, pour la part de la perte non encore comptabilisée à l'avancement.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour certificats d'économies d'énergie, le cas échéant (voir notes 5.5.2 et 19.1).

Au 31 décembre 2025 une provision de 1 337 millions d'euros (1 392 millions d'euros en 2024) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de **certificats d'énergie renouvelable** à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 9.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQUE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'Accord de Paris adopté en 2015.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2025, le volume des émissions s'élève à 11 millions de tonnes (11 millions de tonnes pour l'année 2024) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 361 millions d'euros au 31 décembre 2025 (309 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Le Groupe a restitué en 2025, 11 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2024 (13 millions de tonnes restituées en 2024 au titre des émissions réalisées en 2023).

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2025, le volume de CO₂ émis par EDF Energy n'est pas significatif.

Autres provisions pour risques et charges

Accord environnemental avec ENI

Le 31 juillet 2023, a été signé un accord entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989. Les objectifs de l'accord sont notamment de : i) mettre fin à des litiges pendants devant la Cour d'appel de Milan et prévenir tout autre litige, pour des cas et sur des questions similaires qui pourraient survenir à l'avenir ; ii) convenir du cadre de conduite mutuelle sur les questions environnementales liées à ces sites et résoudre les problèmes environnementaux résultant de la pollution historique ; iii) s'accorder sur un cadre de partage des coûts sur une base 50/50.

À cet égard, au 31 décembre 2024, Edison avait ainsi comptabilisé un passif totalisant 702 millions d'euros, répartis à hauteur de 286 millions d'euros en dette (au titre des coûts supportés par ENI antérieurs au 31 décembre 2023 et réglée et à régler à parts égales respectivement pour moitié en septembre 2025 et le reste en septembre 2026) et 416 millions d'euros en provisions.

À fin 2025, une mise à jour des estimations de coûts 2025 et futurs a été réalisée amenant à une dotation complémentaire de la provision de 170 millions d'euros. Ce travail de révision des coûts estimés continuera à être effectué à chaque clôture de façon à assurer la cohérence entre le niveau de provisionnement, les estimations de coûts de remédiations environnementales et les dépenses de remédiations environnementales effectivement engagées à ce titre au cours de la période.

Aumelas

Par jugement du 7 avril 2025, la Chambre correctionnelle du tribunal judiciaire de Montpellier a condamné des sociétés de projet, EDF Renouvelables, EDF Renouvelables France, Futuren et un ancien Président Directeur Général de EDF Renouvelables dans un contentieux relatif à des atteintes alléguées aux espèces protégées entre 2017 et 2021 du fait de l'exploitation des parcs éoliens situés sur le site d'Aumelas. Les sociétés condamnées et l'ancien Président Directeur Général ont interjeté appel. L'audience devant la Cour d'appel devrait intervenir au premier semestre 2026.

Autres

Les autres provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (restructuration, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

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

Note 17 Actifs et passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie.

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au compte de résultat.

17.1 Actifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers sont comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres recyclables ou non recyclables

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- des titres de participation dans des sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement des remboursements de principal et des paiements d'intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- les instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion ;
- les titres de dettes gérés dans un modèle de gestion « Autres » selon IFRS 9, et qui concernent les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC) et les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR).

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Actifs financiers au coût amorti

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

Modèle de dépréciation

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « *Investment Grade* ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « *Investment Grade* ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

17.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	5 959	22 813	28 772	6 459	15 304	21 763
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	415	-	415	302	5	307
Titres en juste valeur en résultat	31 314	1 635	32 949	28 613	1 939	30 552
Titres de dettes ou de capitaux propres	37 688	24 448	62 136	35 374	17 248	52 622
Dérivés de transaction - Juste valeur positive	-	2 775	2 775	-	4 915	4 915
Dérivés de couverture - Juste valeur positive ⁽¹⁾	3 121	2 215	5 336	4 109	1 892	6 001
Prêts et créances financières ^{(2) (3)}	15 742	3 200	18 942	16 468	2 684	19 152
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	56 551	32 638	89 189	55 951	26 739	82 690

(1) Dont 2 912 millions d'euros au titre des dérivés de couverture des dettes en 2025 (3 937 millions d'euros au 31 décembre 2024 et voir note 17.5).

(2) Dont dépréciation pour (709) millions d'euros au 31 décembre 2025 ((653) millions d'euros au 31 décembre 2024).

(3) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((2,1) milliards d'euros) s'explique par la baisse des volumes couverts utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, ainsi que par les mouvements des prix du marché des matières premières observés en 2025.

17.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- **actifs dédiés** constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (note 14.1.2) ;
- **actifs « liquides »** qui regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF SA représentent 982 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 430 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés d'EDF ⁽¹⁾	5 542	-	30 435	35 977	33 123
Actifs liquides	23 172	-	1 528	24 700	17 999
Autres actifs ⁽²⁾	58	415	986	1 459	1 500
TOTAL	28 772	415	32 949	62 136	52 622

(1) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 926 millions d'euros au titre de prêts de titres. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.3.1) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 14.1.2.4), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(2) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

La variation monétaire d'actifs financiers de 7 392 millions d'euros présentée dans le tableau de flux de trésorerie résulte essentiellement des placements de trésorerie en lien avec les émissions réalisées par EDF en 2025, classés sur la ligne « actifs liquides » (OPCVM, obligations et dépôts court terme).

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2025
Titres en juste valeur en OCI recyclable	21 763	7 376	(48)	10	(325)	(4)	28 772
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	307	68	93	(50)	-	(3)	415
Titres en juste valeur en résultat	30 552	1 156	1 330	(11)	(14)	(64)	32 949
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	52 622	8 600	1 375	(51)	(339)	(71)	62 136

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2025			2024		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	(73)	-	(77)	6	-	(158)
Actifs liquides	41	-	61	290	-	(85)
Autres titres	-	95	-	-	8	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽³⁾	(32)	95	(16)	296	8	(243)

(1) +/() : augmentation/(diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/() : augmentation/(diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) en 2025 concernent principalement EDF pour (16) millions d'euros dont +4 millions d'euros au titre des actifs dédiés (+539 millions d'euros dont +164 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2024).

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2025.

17.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Créances à recevoir du NLF	14 419	16 142
Autres prêts et créances financières ⁽¹⁾	4 523	3 010
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	18 942	19 152

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, les autres prêts et créances financières intègrent notamment :

- > le surfinancement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy pour un montant de 630 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 525 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 15.1.1),
- > le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 319 millions d'euros au 31 décembre 2025 (354 millions d'euros au 31 décembre 2024) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 14.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
- > des prêts accordés par EDF power solutions dans le cadre de son activité de développement de projets, à des sociétés mises en équivalence pour un montant de 985 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 814 millions d'euros au 31 décembre 2024 principalement liés à des parcs au Royaume-Uni (dont le parc éolien *offshore* NnG pour 599 millions d'euros déprécié à hauteur de (328) millions d'euros), en France (dont le parc éolien *offshore* Provence Grand Large pour 47 millions d'euros déprécié à hauteur de (44) millions d'euros) et en Amérique du Nord. Sur l'exercice 2025, des prêts consentis à des entreprises associées ont été dépréciés à hauteur de (85) millions d'euros. Ces dépréciations concernent essentiellement le parc éolien de Dumat Al Jandal pour (50) millions d'euros et des parcs éoliens au Chili pour (17) millions d'euros.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2024	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2025
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	19 152	776	1 097	24	(881)	(1 226)	18 942

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Les variations nettes incluent 751 millions d'euros d'appels de marge versés sur dérivés de couvertures de dettes.

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy.

17.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes et méthodes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur. Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 17.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Disponibilités ⁽¹⁾	6 504	6 354
Équivalents de trésorerie	1 137	1 243
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	7 641	7 597

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 583 millions d'euros au 31 décembre 2025 (437 millions d'euros au 31 décembre 2024, voir note 12.5).

17.3 Passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 17.5). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

17.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières ⁽¹⁾	66 573	17 665	84 238	68 871	12 931	81 802
Dettes financières - Actifs dédiés ⁽²⁾	-	926	926	-	-	-
Dérivés de transaction - Juste valeur négative	-	2 496	2 496	-	4 315	4 315
Dérivés de couverture - Juste valeur négative ⁽³⁾	3 659	1 032	4 691	2 225	1 642	3 867
PASSIFS FINANCIERS	70 232	22 119	92 351	71 096	18 888	89 984

(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) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 926 millions d'euros au titre de prêts de titres. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.1.2) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 14.1.2.4), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(3) Dont 3 399 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (2 065 millions d'euros au 31 décembre 2024, voir note 18.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((1,8) milliard d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec la baisse des prix de marché des commodités observée en 2025.

La hausse de la juste valeur négative des dérivés de couverture (0,8 milliard d'euros) s'explique essentiellement par la mise en place de nouveaux dérivés de couverture de juste valeur sur la dette brute en lien avec les nouvelles émissions de la période et par un effet change, principalement lié à l'appréciation de l'euro contre le dollar américain.

17.3.2 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus ⁽¹⁾	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
SOLDES AU 31/12/2024	54 116	12 777	8 825	4 421	1 663	81 802
Augmentations	9 238	1 123	8 330	1 158	323	20 172
Diminutions	(1 924)	(7 828)	(4 093)	(866)	(213)	(14 924)
Écarts de conversion	(614)	(198)	(42)	(66)	4	(916)
Mouvements de périmètre	(2)	2	95	5	-	100
Variations de juste valeur	(3 110)	(62)	-	-	-	(3 172)
Autres mouvements	103	6	1 211	(19)	(125)	1 176
SOLDES AU 31/12/2025	57 807	5 820	14 326	4 633	1 652	84 238

(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).

Les émissions et remboursements d'emprunts ayant un effet monétaire tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2025
Émissions d'emprunts	9 238	1 123	8 330	-	-	18 691
Remboursements d'emprunts	(1 924)	(7 828)	(4 093)	(866)	(201)	(14 912)

En 2025, EDF a lancé l'émission d'**emprunts obligataires** pour un montant de 9 238 millions d'euros équivalents sur différents marchés.

- le 6 janvier 2025, 486 millions d'euros (500 millions de dollars U.S.) d'obligations senior vertes « Formosa » d'une maturité de 5 ans (cf. communiqué de presse du Groupe du 6 janvier 2025) ;
- le 6 janvier 2025, 1 844 millions d'euros (1,9 milliard de dollars US) en trois tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 7 janvier 2025) :
 - > obligation de 700 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,75 %,
 - > obligation de 800 millions de dollars U.S., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,38 %,
 - > émission additionnelle de 400 millions de dollars U.S. de l'obligation émise le 22 avril 2024 d'une maturité initiale de 40 ans, avec un coupon fixe de 6,00 % ;
- le 24 janvier 2025, 599 millions d'euros (480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling) via de nouvelles obligations assimilables à quatre souches obligataires senior existantes (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 janvier 2025) :
 - > émission additionnelle de 250 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 5 décembre 2023 d'une maturité initiale de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,75 %,
 - > émission additionnelle de 100 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 12 octobre 2022 d'une maturité initiale de 7 ans avec un coupon fixe de 4,38 %,
 - > émission additionnelle de 130 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 17 juin 2024 d'une maturité initiale de 12 ans avec un coupon fixe de 4,38 %,
 - > émission additionnelle de 100 millions de livres sterling assimilables aux obligations émises le 8 novembre 2024 d'une maturité initiale de 40 ans avec un coupon fixe de 6,50 % ;
- le 30 janvier 2025, 504 millions d'euros (750 millions de dollars canadiens) en deux tranches d'obligations vertes senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 31 janvier 2025) :
 - > obligations vertes de 450 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,57 %,
 - > obligations vertes de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,23 % ;
- le 30 avril 2025, 2,25 milliards d'euros en trois tranches d'obligations senior vertes (cf. communiqué de presse du Groupe du 30 avril 2025) :
 - > obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 3,25 %,
 - > obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,00 %,
 - > obligation de 500 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,63 % ;
- le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling par voie de placement privé non coté, dans le cadre de son programme EMTN en trois tranches d'obligations senior. La première tranche a été émise le 26 juin 2025 pour un montant de 1 759 millions d'euros (1,5 milliard de livres sterling). Cette opération permet à EDF de sécuriser une part substantielle du financement en livre sterling de ses investissements au Royaume-Uni pendant les trois années à venir, en particulier le projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025) ;

- le 3 juillet 2025, EDF a levé avec succès 441 millions d'euros (75,8 milliards de yens) en trois tranches d'obligations senior « Samouraï » (cf. communiqué de presse du Groupe du 3 juillet 2025) :
 - > obligation de 47,9 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,55 %,
 - > obligation de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,88 %,
 - > obligation de 8,3 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 2,39 % ;
- le 21 août 2025, EDF a levé, pour son émission inaugurale, 557 millions d'euros (1 milliard de dollars australiens) en deux tranches d'obligations senior « Kangourou » (cf. communiqué de presse du Groupe du 21 août 2025) :
 - > obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,64 %,
 - > obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 6,63 %.

Par ailleurs, sur l'exercice 2025, EDF a réalisé des placements obligataires privés pour un montant total de 750 millions d'euros et une émission additionnelle de 50 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 9 décembre 2019 d'une maturité initiale de 30 ans avec un coupon fixe de 2,00 %.

Concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit**, les principales opérations réalisées sur l'exercice 2025 sont relatives à des nouveaux prêts bancaires de maturité entre 3 à 7 ans pour 1 090 millions d'euros et au remboursement de (242) millions d'euros concernant des emprunts contractés auprès de la BEI. Par ailleurs, le 22 octobre 2025, EDF a annoncé le remboursement anticipé de prêts bancaires de maturité de 3 à 5 ans pour un montant total équivalent à 7,4 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 octobre 2025) dont 6,9 milliards d'euros remboursés en 2025 et 0,5 milliard d'euros en janvier 2026.

Au 31 décembre 2025, les **autres dettes financières et appels de marge reçus** incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 5 713 millions d'euros, la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de titres mis en pension auprès de plusieurs banques pour un montant de 4 708 millions d'euros, la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de prêts de titres auprès de plusieurs banques pour un montant de 926 millions d'euros et les appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 1 094 millions d'euros. Ces opérations sont réalisées dans le cadre de la gestion de sa liquidité courante et sont sans impact sur l'endettement financier net.

Sur l'exercice 2025, le Groupe a racheté des **titres subordonnés à durée indéterminée** pour un montant total de 2 007 millions d'euros sur :

- la souche 2013 émise pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros et qui avait fait l'objet d'un reclassement en autres dettes financières au 31 décembre 2024, pour 1 250 millions d'euros. Elle a été intégralement remboursée le 29 janvier 2025 ;
- la souche 2014 émise pour un montant nominal de 1 000 millions d'euros partiellement remboursée pour 219 millions d'euros à la suite de l'offre de rachat du 29 septembre 2025 ;
- la souche 2013 émise pour un montant nominal de 1 250 millions de livres sterling partiellement remboursée pour 539 millions d'euros à la suite de l'offre de rachat du 29 septembre 2025.

Préalablement à leur remboursement, ces deux dernières souches qui figuraient en capitaux propres ont été reclassées en autres dettes financières en 2025 dans la ligne « autres mouvements ». Par ailleurs, le Groupe a annoncé le 16 décembre 2025 son intention d'exercer son option de remboursement de ces souches restant en circulation pour un montant de respectivement 283 millions d'euros et 160 millions de livres sterling. En conséquence, au 31 décembre 2025, 466 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements ». Ces souches ont été intégralement remboursées le 22 janvier 2026 et le 29 janvier 2026 (voir note 13.3).

17.3.3 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2025, les principaux emprunts du Groupe, supérieurs à un équivalent de 650 millions d'euros à la date d'émission (hors *green bonds*) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	10/2022	01/2027	750	EUR	3,88 %
Obligataire	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	05/2023	05/2028	1 000	USD	5,70 %
Obligataire	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Obligataire	04/2024	04/2029	650	USD	5,65 %
Euro MTN	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	04/2010	04/2030	1 461	EUR	4,63 %
Euro MTN	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	01/2023	01/2032	1 000	EUR	4,25 %
Euro MTN	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Obligataire	05/2023	05/2033	1 000	USD	6,25 %
Obligataire	04/2024	04/2034	650	USD	5,95 %
Euro MTN	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Obligataire	01/2025	01/2035	700	USD	5,75 %
Euro MTN	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Euro MTN	06/2025	06/2037	1 500	GBP	6,88 %
Obligataire	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
Euro MTN	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	01/2023	01/2043	1 000	EUR	4,63 %
Obligataire	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Euro MTN	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	09/2010	09/2050	985	GBP	5,13 %
Obligataire	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90 %
Obligataire	01/2025	01/2055	800	USD	6,38 %
Euro MTN	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	04/2024	04/2064	750	USD	6,00 %
Euro MTN	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Euro MTN	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2025, les **green bonds** sont les suivants :

Type d'emprunt Green Bonds (en millions de devises)	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	12/2023	06/2027	1 000	EUR	3,75 %
Euro MTN	01/2025	06/2027	250	EUR	3,75 %
Euro MTN	08/2023	09/2027	200	CHF	2,30 %
Obligataire	01/2017	01/2029	19 600	JPY	1,28 %
Euro MTN	09/2024	09/2029	155	CHF	1,57 %
Euro MTN	01/2025	01/2030	500	USD	SOFR + 1,15 %
Euro MTN	06/2024	06/2031	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	08/2023	09/2031	125	CHF	2,55 %
Obligataire	01/2017	01/2032	6 400	JPY	1,57 %
Euro MTN	05/2025	05/2032	750	EUR	3,25 %
Euro MTN	09/2024	09/2032	155	CHF	1,74 %
Euro MTN	11/2021	11/2033	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %
Obligataire	02/2025	02/2035	450	CAD	4,57 %
Euro MTN	06/2024	06/2036	750	EUR	4,38 %
Euro MTN	01/2025	06/2036	130	EUR	4,38 %
Euro MTN	05/2025	05/2037	1 000	EUR	4,00 %
Euro MTN	11/2025	11/2037	50	EUR	4,08 %
Euro MTN	06/2024	06/2044	1 250	EUR	4,75 %
Euro MTN	05/2025	05/2045	500	EUR	4,63 %
Euro MTN	10/2025	10/2045	100	EUR	EUR6M + 1,70 %
Obligataire	02/2025	02/2055	300	CAD	5,23 %

(1) Date de réception des fonds.

17.3.4 Répartition des emprunts et dettes financières par échéance et devise

17.3.4.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 792	1 570	12 379	720	1 204	17 665
Entre un et cinq ans	13 519	2 217	1 315	2 086	71	19 208
À plus de cinq ans	42 496	2 033	632	1 827	377	47 365
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2025	57 807	5 820	14 326	4 633	1 652	84 238

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2025				31/12/2024
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	5 431	850	2 557	2 024	5 026

17.3.4.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	44 407	52 %	29 617	74 024	88 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 901	25 %	(18 090)	2 811	3 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	12 249	15 %	(7 081)	5 168	6 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	6 681	8 %	(4 446)	2 235	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	84 238	100 %	-	84 238	100 %

Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	43 009	53 %	22 327	65 336	80 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	22 841	27 %	(21 543)	1 298	2 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 580	13 %	1 843	12 423	15 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 372	7 %	(2 627)	2 745	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	81 802	100 %	-	81 802	100 %

17.4 Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers (risque de liquidité, risque de change, risque de taux et actions), des marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

17.4.1 Risque de liquidité

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Sur l'année 2025, le Groupe a ainsi réalisé plusieurs émissions obligataires dans six devises pour un équivalent d'environ 9,2 milliards d'euros et une émission d'obligations hybrides (perpétuelles super-subordonnées) pour un équivalent de 1,3 milliard d'euros.

Au 31 décembre 2025, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux ⁽¹⁾	Swaps de change ⁽¹⁾	Garanties données sur emprunts
< 1 an	22 188	(144)	(282)	26
1 à 5 ans	29 071	(467)	(762)	521
> 5 ans	88 082	233	(2 258)	811
TOTAL	139 341	(378)	(3 301)	1 358
dont remboursement du nominal	84 238			
dont charges d'intérêts	55 103			

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

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2025 s'établit à 12,3 ans contre 13,0 ans au 31 décembre 2024.

Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les financements de projets souscrits auprès de tiers externes par les sociétés de projets (de type « SPV ») détenus en particulier par EDF power solutions peuvent inclure des clauses d'exigibilité anticipée, principalement applicables en cas de non-respect de certains *covenants*, incluant en particulier un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1. Toutefois, les clauses mentionnées dans ces contrats n'ont pas d'impact sur le classement des passifs sous-jacents en courant ou non courant dans les comptes du Groupe car ils concernent exclusivement des sociétés mises en équivalence.

Par ailleurs, dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de *covenants*.

Treize emprunts, d'un montant total de 2 621 millions d'euros contiennent une clause prévoyant sous certaines conditions, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une modification des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2025 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

Lignes de crédit non utilisées

(en millions d'euros)	31/12/2025				31/12/2024
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	15 640	2 265	12 872	503	14 315
dont lignes indexées sur des critères ESG	12 341				11 688

L'augmentation de ces lignes de crédit est notamment liée à la mise en place de nouvelles lignes de crédit chez EDF Trading pour 2 milliards d'euros (octroyée par un syndicat de banques) et EDF pour 1 milliard d'euros (dont 500 millions d'euros octroyés par la BEI), partiellement compensée par l'arrivée à échéance d'une ligne de crédit de 2 milliards d'euros chez EDF.

17.4.2 Risque de change

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe. Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

(en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	74 024	7 403	81 429
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 811	281	3 091
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	5 168	517	5 684
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 235	223	2 458
TOTAL DES EMPRUNTS	84 238	8 424	92 662

Structure et sensibilité des actifs nets du Groupe au risque de change

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe et le risque de perte de change, en capitaux propres.

(en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	3 873	1 250	650	1 973	1 679	168
CHF (Suisse)	25	-	12	13	14	1
JPY (Japon)	433	-	210	223	1	-
GBP (Royaume-Uni)	24 981	7 405	5 149	12 427	14 241	1 424
BRL (Brésil)	2 133	-	1 100	1 033	160	16
CNY (Chine)	7 895	-	3 944	3 951	480	48

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

Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Le risque de change associé aux placements de trésorerie, aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2025.

17.4.3 Risque de taux

Le risque de taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés ou ses charges financières.

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir notes 14.1.1.5 et 14.2.4) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 15.1.2), qui sont actualisés avec des taux qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir note 14.1.2).

Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9. Une part importante des emprunts à taux fixe du Groupe est variabilisée au moyen de swaps de taux.

Au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette	
Emprunts à taux fixe	76 320	91 %	(23 973)	52 347	62 %	-
Emprunts à taux variable	7 918	9 %	23 973	31 891	38 %	319
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	84 238	100 %	-	84 238	100 %	319

Au 31 décembre 2025, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 62 % à taux fixe et 38 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 319 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2025 après couverture.

Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette	
Emprunts à taux fixe	68 605	84 %	(25 766)	42 839	52 %	-
Emprunts à taux variable	13 197	16 %	25 766	38 963	48 %	390
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	81 802	100 %	-	81 802	100 %	390

17.4.4 Risque actions

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

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

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

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 34 % en actions fin décembre 2025, soit un montant de 3,2 milliards d'euros (voir note 15.2.3).

Au 31 décembre 2025, le fonds de pension à prestations définies de EDF Energy, nommé EDF Group (EDFG) a augmenté son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de 6,8 % à fin 2025 (8,9 % à fin 2024), ce qui représente désormais un montant de 369 millions de livres sterling (voir note 15.3.2).

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

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

Au 31 décembre 2025, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 14 206 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 14,11 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 12,37 % à fin 2024. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 31 décembre 2025, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 2 004 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, la sensibilité des obligations cotées (14 243 millions d'euros) s'établit à 5,23 ; ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de la valeur de marché de ces actifs de 746 millions d'euros. La sensibilité était de 5,16 à fin décembre 2024.

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires au 31 décembre 2025 à 4,5 % (voir note 14.1.1).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,1 % au 31 décembre 2025.

17.4.5 Risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de *trading*. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*. Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés.

En 2025, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 50 millions d'euros et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

17.4.6 Risques de contrepartie

Le Groupe est confronté au risque de défaillance de ses contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients), qui peut avoir des répercussions financières sur le Groupe telles que des pertes de créances, de trésorerie, ou des surcoûts liés à un changement de fournisseur en cours de projet.

À fin septembre 2025, 90 % des expositions du Groupe concernent des contreparties de classe *investment grade*. Ce taux élevé s'explique par la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs réalisées principalement sur des actifs peu risqués.

Pour maîtriser le risque de contrepartie, le Groupe met en place :

- une politique dédiée appliquée à EDF et à l'ensemble des filiales contrôlées qui prévoit notamment une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe et une revue des contreparties associées ;
- des actions de mitigations du risque (dépôt de garantie, garanties bancaires ou maison-mère, clause de *rating trigger*) à l'égard des contreparties industrielles et commerciales susceptibles d'être fragilisées par un contexte économique défavorable ;
- des procédures d'autorisation des contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF. La consommation des limites d'exposition est actualisée en temps réel et vérifiée quotidiennement. En cas d'alerte ou de détérioration de la situation d'une contrepartie, la pertinence des limites est réexaminée ;
- un suivi quotidien des expositions liées au *trading* sur les marchés d'énergies, avec attribution des limites en fonction de la solidité financière de chaque contrepartie ;
- des dispositifs de réduction du risque tels que les accords de *netting* des positions, les accords de *cash collateral*.

Concernant le risque clients – composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 12.3.1.

17.5 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Principes et méthodes comptables

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les *swaps*, contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dits contrats « *own use* » sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

Dérivés exclus du champ d'application IFRS 9 : contrats dits « *own use* »

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est retenue lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes des engagements d'achat et de vente d'électricité, entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

Évaluation et comptabilisation des dérivés

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques définis initialement ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Les coûts de couverture incluent l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*). Les variations de juste valeur sont enregistrées en capitaux propres recyclables. Ce recyclage s'effectue via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut.

Typologies de couvertures

Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières, ainsi que des contrats de matières premières, font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change, taux et prix).

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur part efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Instruments dérivés de transaction

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément :
 - lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers »,
 - lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* », ligne dédiée dans le compte de résultat du Groupe, en dessous de l'excédent brut d'exploitation ;
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négoce (*trading*) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

17.5.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Juste valeur positive des dérivés de couverture	17.1.1	5 334	6 001
Juste valeur négative des dérivés de couverture	17.3.1	(4 693)	(3 867)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		641	2 134
Juste valeur positive des dérivés de transaction	17.1.1	2 775	4 915
Juste valeur négative des dérivés de transaction	17.3.1	(2 496)	(4 315)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		279	600

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Instruments dérivés de couverture de taux	17.5.2	1 224	489
Instruments dérivés de couverture de change	17.5.3	(1 773)	1 851
Instruments dérivés de couverture de matières premières	17.5.4	1 190	(206)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		641	2 134
Instruments dérivés de transaction de taux	17.5.2	295	(129)
Instruments dérivés de transaction de change	17.5.3	(297)	133
Instruments dérivés de transaction de matières premières	17.5.4	281	596
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		279	600

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(2 288)	(552)
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		1 801	2 424
Sous-total	18.2	(487)	1 872
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		11	(35)
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		1 068	111
Sous-total		1 079	76
Couverture de situations nettes à l'étranger		38	272
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		25	(74)
Couverture de juste valeur sur actifs liquides	18.2	(14)	(12)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		641	2 134

17.5.2 Instruments dérivés de taux

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le Groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le Groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des *swaps* de taux d'intérêts (taux variable/fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2025				Notionnel au 31/12/2024	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2025	31/12/2024
Achats de CAP	6	25	11	42	258	4	5
Ventes de FLOOR	-	-	-	-	200	-	-
Opérations sur taux d'intérêts	6	25	11	42	458	4	5
Payeur fixe / receveur variable	1 554	8 104	5 675	15 333	14 872	1 694	1 274
Payeur variable / receveur fixe	2 835	7 166	26 702	36 703	34 127	(1 597)	(1 388)
Payeur variable / receveur variable	213	3 421	6 589	10 223	10 584	309	201
Payeur fixe / receveur fixe	2 453	5 132	5 808	13 393	11 912	814	397
Swaps de taux	7 055	23 823	44 774	75 652	71 495	1 220	484
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	7 061	23 848	44 785	75 694	71 953	1 224	489
Achats d'options	-	-	-	-	-	34	29
Swaps de taux	185	921	14 160	15 266	10 744	261	(158)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	185	921	14 160	15 266	10 744	295	(129)

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 17.5).

17.5.3 Instruments dérivés de change

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des parités de change, en raison de la diversification de ses activités, de ses contrats de fournitures de biens et services en devises et de son implantation géographique. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion comptabilisés en capitaux propres, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des *cross currency swaps* sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;
- actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le Groupe couvre le risque de change associé ;
- situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. À noter que le notionnel des *cross currency swaps*, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 17.5).

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2025				Notionnel à livrer au 31/12/2025				Juste valeur 31/12/2025
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	1 908	474	-	2 382	1 924	467	-	2 391	(19)
Swaps	26 177	14 897	18 500	59 574	26 326	15 703	19 012	61 041	(1 754)
Options	1	-	-	1	1	-	-	1	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	28 086	15 371	18 500	61 957	28 251	16 170	19 012	63 433	(1 773)
Change à terme	2 534	1 682	83	4 299	2 588	1 684	79	4 351	(60)
Swaps	13 849	5 085	7 343	26 277	13 832	5 019	7 883	26 734	(258)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés incorporés de change	178	77	-	255	136	57	-	193	21
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	16 561	6 844	7 426	30 831	16 556	6 760	7 962	31 278	(297)

17.5.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, produits pétroliers) et du marché des certificats d'émission de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité et de gaz par des contrats *futures*, *forwards*, *options* et *swaps* au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Dérivés de couverture liés aux matières premières

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2025				31/12/2024		
		Notionnels nets				Notionnels nets	Juste valeur	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	(72)	(45)	-	(117)	1 444	(34)	(499)
Gaz	Millions de therms	909	335	-	1 244	(260)	1 286	309
Produits pétroliers	Milliers de barils	1 768	266	-	2 034	(29)	2 422	(30)
CO ₂	Milliers de tonnes	1 351	(34)	-	1 317	35	3 286	14
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES						1 190		(206)

Dérivés de transaction liés aux matières premières

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2025		31/12/2024	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(62)	322	(50)	267
Gaz	Millions de therms	5 445	(27)	(2 886)	376
Produits pétroliers	Milliers de barils	(10 878)	(37)	(6 666)	4
CO ₂	Milliers de tonnes	(4 248)	3	(3 985)	8
Charbon et autres	Millions de tonnes	-	20	-	(59)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			281		596

17.5.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations brutes de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2025			2024		
	En capitaux propres	Recyclées en résultat	Transférées en résultat Inefficacité	En capitaux propres	Recyclées en résultat	Transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux ⁽¹⁾	(169)	-	(6)	117	-	(2)
Couverture de change	336	(81)	(1)	254	605	(5)
Couverture d'investissement net à l'étranger	833	-	-	(666)	-	-
Couverture de matières premières	4 494	1 329	(9)	1 462	(1 051)	(76)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	5 494	1 248	(16)	1 167	(446)	(83)

(1) Incluent (206) millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (+133 millions d'euros en 2024).

17.5.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	Solde avec compensation selon IAS 32						Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32	
	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - Actif	8 112	396	11 489	(3 773)	7 716	(1 751)	(1 042)	4 923
Juste valeur des dérivés - Passif	(7 186)	(299)	(10 660)	3 773	(6 887)	1 751	1 160	(3 976)

17.6 Juste valeur des instruments financiers

Principes et méthodes comptables

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique et des titres de sociétés d'investissement dans des actifs immobiliers ou d'infrastructures valorisés à la juste valeur.

Au 31 décembre 2025, la répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 831	2 831	22	441	2 368
Titres de dettes	59 303	59 303	8 570	50 533	200
Dérivés de couverture	5 337	5 337	39	5 295	3
Dérivés de transaction	2 775	2 775	197	2 301	277
Équivalents de trésorerie	1 137	1 137	-	1 137	-
Actifs financiers à la juste valeur	71 383	71 383	8 828	59 707	2 848
Créances à recevoir du NLF	14 419	14 419	-	14 419	-
Autres prêts et créances financières	4 523	4 523	-	4 523	-
Actifs financiers au coût amorti	18 942	18 942	-	18 942	-
Dérivés de couverture	4 691	4 691	27	4 662	2
Dérivés de transaction	2 496	2 496	141	1 966	389
Passifs financiers à la juste valeur	7 187	7 187	168	6 628	391
Emprunts et dettes financières	84 238	81 950	-	81 950	-
Passifs financiers au coût amorti	84 238	81 950	-	81 950	-

Note 18 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe.

18.1 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 9 601 millions d'euros à fin décembre 2025, en baisse de 5 632 millions d'euros par rapport à 2024.

Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts. Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2025			2024
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net		-	-	-	8 367
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres		(1 945)	604	6	(1 335)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading		611	(154)	1	458
Pertes de valeur		4 332	(875)	(474)	2 983
dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles ⁽¹⁾	9.7	4 165	(866)	(474)	2 825
dont dépréciations et provisions au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽²⁾	11	167	(9)	-	158
Autres produits et charges d'exploitation	6	(1 075)	227	(24)	(872)
RÉSULTAT NET COURANT					9 601

(1) Comprend, au 31 décembre 2025, des pertes de valeur sur les actifs liés au projet Hinkley Point C au Royaume-Uni pour (3 552) millions d'euros et sur le secteur EDF power solutions pour (359) millions d'euros (voir, note 9.7). En 2024, cela comprenait essentiellement la dépréciation des actifs liés à Hinkley Point C pour (1 116) millions d'euros et la dépréciation des actifs liés à NUWARD pour (228) millions d'euros.

(2) Comprend au 31 décembre 2025, 52 millions sur les actifs dédiés. Au 31 décembre 2024, cela comprenait 934 millions d'euros au titre du projet AtlanticShores Offshore Wind, 248 millions d'euros pour le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni et 118 millions d'euros sur les actifs dédiés.

18.2 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 51 496 millions d'euros à fin décembre 2025 (54 346 millions d'euros à fin décembre 2024).

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides et des créances financières. 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. Les créances financières venant en réduction de l'endettement financier net correspondent aux appels de marge sur dérivés de couverture de la dette. Ce changement de présentation n'a pas d'impact sur l'endettement financier net.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Emprunts et dettes financières ⁽¹⁾	17.3.2	84 238	81 802
Dérivés de couvertures des dettes et appels de marge payés ⁽²⁾	17.5.1	(415)	(1 872)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.2	(7 641)	(7 597)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	17.1.2	(24 700)	(17 999)
Dérivés de couverture des actifs liquides	17.5.1	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 payés 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).

Note 19 Enjeux de durabilité dans les états financiers

Introduction et contexte

La raison d'être d'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** » repose sur trois objectifs clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et inclusive.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux en matière de durabilité, à différents niveaux, qui sont synthétisés ci-après. Cette prise en compte se réalise dans la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, la mise en place de financements durables, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux et sociaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, ou la mobilisation des salariés et des dirigeants du Groupe aux enjeux de durabilité ainsi qu'au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO ₂ , CEE, CER - voir note 19.1	Note 5.5.2 « Autres produits et charges » Note 9.2 « Autres actifs incorporels » Note 12.2 « Stocks » Note 16.2 « Autres provisions »	Les enjeux climatiques et environnementaux sont appréhendés dans le cadre des dispositifs réglementaires liés aux certificats d'émission de gaz à effet de serre, aux certificats d'énergie renouvelables et aux certificats d'économie d'énergie mis en place dans différents pays. Ces dispositifs impactent les comptes du Groupe à plusieurs niveaux : au compte de résultat et au bilan.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 19.2.1	Note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » Note 16.2 « Autres provisions » Note 20 « Passifs et actifs éventuels »	Elles concernent les provisions liées : - à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), provisions pour déconstruction des centrales et provisions pour derniers cœurs ; - aux dispositifs environnementaux ; - à des litiges environnementaux.
Évaluation des actifs - voir note 19.2.2	Note 9.7 « Pertes de valeur / reprises »	Les enjeux climatiques sont appréhendés dans les tests de dépréciation au travers notamment des scénarios à long terme retenus pour les prix d'électricité dans les différents pays qui s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation.
Financement durable - voir note 19.3	Note 17.3.2 « Variations des emprunts et dettes financières » Note 13.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 17.4 « Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie »	Le Groupe émet plusieurs financements indexés ou visant des projets RSE : green bonds, social bonds ainsi que des lignes de crédit indexées sur des critères ESG.
Investissements bas carbone et dépenses en faveur des enjeux de durabilité - voir notes 19.4, 19.5, 19.6 et 19.7	Note 9.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part très importante des investissements à la production bas carbone et du budget de recherche et développement à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques, et réalise d'autres dépenses en faveur de l'environnement ou de l'adaptation de ses installations aux changements climatiques. Les principes et méthodes comptables applicables aux frais de recherche et développement sont détaillés dans la note 9.2.

19.1 Dépenses réglementaires

Au titre des différents mécanismes réglementaires, le groupe EDF est soumis au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, aux certificats d'énergies renouvelables (certificats verts) et aux certificats d'économie d'énergie (CEE).

Concernant les certificats CO₂ et les certificats verts, les acquisitions de certificats sont comptabilisées en immobilisations incorporelles et une provision réévaluée chaque année est constituée pour couvrir les obligations futures de restitution à l'État.

Concernant les CEE, les dépenses sont comptabilisées en « Autres produits et charges opérationnels ». À la date d'arrêté des comptes :

- une provision est comptabilisée si le volume des CEE réalisés délivrés est inférieur à l'obligation cumulée ;
- un stock est comptabilisé si les dépenses excèdent l'obligation cumulée.

Certificats CO₂

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application du dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2025, le volume des émissions s'élève à 11 millions de tonnes (11 millions de tonnes pour l'année 2024).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 361 millions d'euros au 31 décembre 2025 (309 millions d'euros au 31 décembre 2024) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2025, 11 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2024 (13 millions de tonnes restituées en 2024 au titre des émissions réalisées en 2023).

Certificats verts

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce mécanisme sont : EDF, EDF Energy, Edison, Luminus, Électricité de Strasbourg et PEI.

Au 31 décembre 2025, une provision de 1 337 millions d'euros (1 392 millions d'euros en 2024) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelable à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 9.2).

Certificats d'économie d'énergie

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures législatives, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

19.2 Évaluation des actifs et passifs

19.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Les provisions liées à des enjeux environnementaux concernent principalement celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs. Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays, et d'autre part, des technologies et scénarios industriels. Ces provisions sont détaillées en note 14.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui incluent les provisions pour certificats d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelables et pour certificats d'économie d'énergie (CEE) détaillés en note 19.1.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 20.3. Ils font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay et la cession des sites industriels d'Enimont à ENI en 1989.

19.2.2 Évaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. Comme indiqué en note 9.7, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) et des apports hydrauliques pour tous les pays européens, les abattements environnementaux sont pris en considération pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est réalisée de manière à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité et vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2060. Les hypothèses retenues prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que l'Accord de Paris à la maille mondiale, le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement de l'économie avec une électrification des usages.

Ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2025 intègrent les prix du CO₂ à 135 €/t pour 2030, 175 €/t pour 2040, 220 €/t pour 2050.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil ou encore en Belgique. La valeur nette comptable des actifs concernés est de 4,7 milliards d'euros au 31 décembre 2025 (4,9 milliards d'euros au 31 décembre 2024) dont 2,6 milliards d'euros en France et 1,3 milliard d'euros en Italie (2,8 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie au 31 décembre 2024). La durée d'exploitation de ces actifs tient compte des engagements actuels du Groupe en matière de réduction des émissions et de réglementations locales.

En **France continentale**, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT, TAC), d'une valeur nette comptable de 1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2025 (1,5 milliard d'euros au 31 décembre 2024) a représenté en 2025 environ 0,77 % de sa production totale d'électricité. Ces moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe sont sollicités de façon variable tout au long de l'année, et permettent en situation d'équilibre offre-demande tendue de jouer un rôle significatif vis-à-vis de la sécurité du système, ce qui avait été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En France, dans les **territoires insulaires**, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul d'une valeur nette comptable de 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2025 (1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2024), et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. EDF a annoncé le 4 octobre 2023 la décarbonation d'ici 2033 de la production d'électricité de l'ensemble des territoires insulaires dont il a la charge, en convertissant les centrales thermiques présentes sur ces territoires à la production d'électricité à partir de bioliquide, au lieu de sources d'énergies fossiles (la centrale de Port Est, la Réunion, a été convertie à la biomasse liquide le 4 décembre 2023).

En **Belgique**, Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). La nouvelle centrale CCGT à Seraing, sélectionnée dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*) de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) et d'une puissance totale d'environ 870 MW est en construction depuis l'automne 2022 et sa mise en service est prévue pour le second semestre 2026.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de 9 Cycles Combinés Gaz (CCG) en service. En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a mis en service en 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et la centrale Greenfield de 760 MW de Presenzano, utilisant la même technologie, et à impact environnemental plus modéré (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La valeur nette comptable des centrales s'élève à 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2025 (1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2024), ces deux usines en représentent environ 67 % et leur durée d'exploitation prévue est de 25 ans. Les autres centrales CCG ont une durée d'exploitation qui se termine avant 2037.

19.3 Financement durable

Depuis plusieurs années, EDF est très actif dans le financement durable :

- le Groupe émet des financements verts depuis 2013 dans le cadre de son *Green Financing Framework* (émission d'obligations, prêts bancaires, *Commercial Paper*) ;
- le *Social Bond Framework* vise des investissements auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production et de distribution en Europe ;
- EDF dispose de lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de durabilité.

En 2025, EDF a émis plusieurs green bonds pour le financement du nucléaire, des projets renouvelables et de l'hydraulique pour un montant de 4 932 millions d'euros (dont une émission obligataire hybride pour un montant de 1 250 millions d'euros), ainsi que des NeuMTN pour un montant maximum de 240 millions d'euros (voir note 17.3).

Au 31 décembre 2025, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères de durabilité non tirées (y compris les crédits syndiqués) représentent 12,3 milliards d'euros, soit 79 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 17.4).

19.4 Investissements bas carbone

En 2025, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 25,2 milliards d'euros (26,4 milliards d'euros en 2024) composé pour 24,8 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels bruts (24,8 milliards d'euros en 2024, note 9.6) et pour 0,4 milliard d'investissements financiers bruts (1,6 milliard d'euros en 2024).

En 2025, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone soit un montant de 23,6 milliards d'euros répartis pour les objectifs climatiques à 59 % dans le secteur nucléaire, 25 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques) et 4 % dans les services énergétiques y compris les activités de stockage. Ces investissements regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Ils n'incluent donc pas les effets des sorties de périmètre, les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités et sont retraités des subventions d'investissement.

Par ailleurs, en 2025, 63 % des investissements du Groupe sont alignés avec la Taxonomie verte européenne (59 % en 2024) soit un montant de 15,8 milliards d'euros, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 24 % dans les activités de réseaux, 13 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, stockage, ...). Il est à noter que ces indicateurs n'incluent pas les activités suivantes, non éligibles selon la taxonomie mais considérées comme bas carbone par le Groupe : les activités nucléaires hors Union européenne (activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni) et les activités connexes à l'activité de production nucléaire telles que les activités de conception, de construction et de fourniture d'équipements pour les centrales nucléaires de Framatome et d'Arabelle Solutions. L'alignement des investissements du Groupe pour l'ensemble de nos activités sans ces restrictions s'élèverait à 92 %.

19.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité

Principes et méthodes comptables

Les dépenses liées à l'environnement sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents ...) ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

En 2025, 14 milliards des dépenses du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone répartis à 47 % dans le secteur nucléaire, 32 % dans les activités de réseaux, 16 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 5 % dans les services énergétiques. 97 % de ces dépenses sont consacrées à l'atténuation du changement climatique soit 13,7 millions d'euros. Les natures de ces dépenses correspondent aux « Achats de combustible et d'énergie », aux « autres consommations externes » et aux « Charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée).

Pour cette même année, les dépenses du groupe EDF en R&D s'élèvent à 806 millions d'euros. Elles se composent de la R&D d'EDF SA pour 550 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, Arabelle Solutions, EDF Energy et Edison.

En France, l'intégralité des dépenses d'exploitation d'EDF R&D sont dédiées à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Certaines activités de recherche telles que celles liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Par ailleurs, d'autres dépenses sont engagées en faveur de la durabilité notamment celles en lien avec la biodiversité et l'adaptation du parc nucléaire en France. EDF adapte également son parc nucléaire au changement climatique à travers le projet ADAPT. Ce plan vise notamment à renforcer la résilience des installations, à réduire leur impact environnemental et développer des solutions innovantes. Cette démarche s'accompagne d'un renforcement des compétences en R&D et en ingénierie dans des domaines tels que la climatologie ou l'hydrogéologie.

19.6 EDF, un investisseur responsable

EDF promeut l'innovation pour contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone, au travers d'investissements dans des start-up et dans des fonds de capital-risque dédiés à l'innovation (programme EDF Pulse Ventures), ainsi que sur le développement de projets d'intrapreneuriat (programme EDF Pulse Incubation).

La raison d'être du Groupe se traduit également dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (42,5 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2025), encadrée par la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020 et revue début 2026. Des analyses de scénarios climatiques sont intégrées aux études de rendement et de risque des actifs dédiés. Ils visent à évaluer le risque de sous-couverture des provisions nucléaires en cas de scénario de stress climatique susceptible d'affecter la valeur des actifs de couverture en fonction des horizons de temps. Des projections des émissions carbone du portefeuille dans les différents scénarios climatiques étudiés sont également réalisées. Elles visent à comparer l'allocation stratégique à des allocations alternatives en termes d'émissions carbone à long terme.

En ce qui concerne EDF Gestion, l'intensité carbone des actions cotées est proche de leur benchmark et celle des obligations d'entreprises cotées est inférieure à leur benchmark grâce à la gestion active du portefeuille.

En ce qui concerne les actifs dédiés non cotés, EDF Invest s'engage à ce que ses décisions d'investissement et de gestion des participations intègrent au mieux les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG).

En outre, la captive d'assurance Wagram du Groupe a adhéré en 2024 au programme d'assurance durable des nations unies PSI (*Principles for Sustainable Insurance*).

19.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité

Rémunérations des dirigeants liées à des objectifs de durabilité

En cohérence avec la volonté d'EDF de promouvoir une performance intégrée fondée à la fois sur la finance et sur la RSE, la rémunération variable annuelle des cadres dirigeants du Groupe intègre également des critères financiers et des critères extra-financiers qui peuvent représenter jusqu'à 21 %. Ils se composent de critères liés au climat et de critères sociaux.

La rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants du Groupe est également fondée, au-delà des critères financiers, sur des critères extra-financiers. Ils représentent actuellement 30 % de cette rémunération variable long terme.

Électrification de la flotte de véhicules

EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030 (hors véhicules d'intervention d'urgence suite à événement climatique majeur). À fin 2025, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 48 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à 42,4 % (plus de 20 500 véhicules électriques, soit 3 350 véhicules électriques de plus qu'à fin 2024).

Par ailleurs, pour l'exercice 2025, le taux de roulage de la flotte de véhicules électriques représente 9,6 % des critères d'intéressement d'Enedis. Dans le cadre du dernier accord d'intéressement d'EDF SA, mis en œuvre depuis l'exercice 2024, le taux d'utilisation électrique de la flotte de véhicules légers d'EDF SA représente 7,5 % des critères d'intéressement.

Note 20 Passifs et actifs éventuels

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2025 sont les suivants :

20.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées, mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. Cette décision n'a eu aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance. La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision, pourvoi qui a fait l'objet d'une décision de non-admission le 24 novembre 2025 mettant fin définitivement au litige sans impact sur les comptes de l'entreprise. Par ailleurs, le Ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie de la décision favorable à la Société pour lequel, par un arrêt du 2 juillet 2025, le Conseil d'État rejette le pourvoi du Ministre et valide définitivement pour cet autre passif nucléaire de long terme les décisions antérieures qui ont toujours été favorables à la Société. Consécutivement à cette décision du Conseil d'État, une reprise de provision à hauteur 115 millions d'euros a été constatée au 30 juin 2025.

EDF Holding (ex EDF International)⁽¹⁾

Les contrôles fiscaux d'EDF Holding sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF Holding a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF Holding a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et a annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. La Société s'est vu restituer début 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés. Par un arrêt du 16 novembre 2022, le Conseil d'État a cassé l'arrêt de la Cour administrative d'appel favorable à la Société et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour pour y être rejugée. En application de cette décision, l'entreprise a restitué la totalité des montants précédemment encaissés.

Le 28 novembre 2023, la Cour administrative d'appel de renvoi a rejeté les nouveaux arguments de la Société qui a formé fin janvier 2024 un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

Par un arrêt du 17 décembre 2025, le Conseil d'État rejette ce second pourvoi de l'entreprise mettant ainsi fin définitivement au litige.

20.2 Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Sept procédures au fond ont été initiées par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwateur.

Dans l'affaire Hydroption, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond le 13 avril 2021 condamnant EDF à verser à Hydroption 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Par un arrêt du 24 juin 2024, la Cour d'appel de Paris a de nouveau infirmé le jugement du Tribunal de commerce et rejeté les demandes indemnitaires d'Hydroption. Le 8 novembre 2024, le liquidateur s'est pourvu en cassation.

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 million d'euros à Ekwateur d'autre part. Le 11 juillet 2025, la Cour d'appel de Paris a infirmé les jugements rendus par le Tribunal de commerce de Paris le 30 novembre 2021. Considérant que les conditions contractuelles de la force majeure n'étaient pas réunies et qu'EDF n'avait pas commis de faute, la Cour a débouté TotalEnergies et Ekwateur de leurs demandes de dommages et intérêts. Elle a également condamné TotalEnergies à payer à EDF 21,5 millions euros de dommages et intérêts au titre de la suspension fautive de l'accord-cadre. Respectivement les 8 et 14 octobre 2025, TotalEnergies et Ekwateur ont formé un pourvoi en cassation.

(1) EDF International est renommée EDF Holding depuis le 1^{er} janvier 2026.

20.3 Edison

Accord environnemental avec ENI

Le 31 juillet 2023, a été signé un accord entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989. Les objectifs de l'accord sont notamment de : i) mettre fin à des litiges pendants devant la Cour d'appel de Milan et prévenir tout autre litige, pour des cas et sur des questions similaires qui pourraient survenir à l'avenir ; ii) convenir du cadre de conduite mutuelle sur les questions environnementales liées à ces sites et résoudre les problèmes environnementaux résultant de la pollution historique ; iii) s'accorder sur un cadre de partage des coûts sur une base 50/50.

À cet égard, au 31 décembre 2024, Edison avait ainsi comptabilisé un passif totalisant 702 millions d'euros, répartis à hauteur de 286 millions d'euros en dette (au titre des coûts supportés par ENI antérieurs au 31 décembre 2023 et réglée et à régler à parts égales respectivement pour moitié en septembre 2025 et le reste en septembre 2026) et 416 millions d'euros en provisions.

À fin 2025, une mise à jour des estimations de coûts 2025 et futurs a été réalisée amenant à une dotation complémentaire de la provision de 170 millions d'euros. Ce travail de révision des coûts estimés continuera à être effectué à chaque clôture de façon à assurer la cohérence entre le niveau de provisionnement, les estimations de coûts de remédiations environnementales et les dépenses de remédiations environnementales effectivement engagées à ce titre au cours de la période.

Mantoue - Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a engagé des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison de prétendues infractions environnementales qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue (les ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020 et sont décrites ci-dessous). La procédure pénale est en cours et le jugement devrait intervenir en 2026.

L'usine pétrochimique de Mantoue - dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 - a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a engagé une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement à la suite de l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Mantoue - Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi qu'à l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990, et ce, en dépit de deux accords de règlement signés par ENI et le ministère de l'Environnement portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le Tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État italien qui a rejeté le recours d'Edison dans un arrêt du 1^{er} avril 2020 confirmant les décisions de première instance. Edison a introduit un recours devant la CEDH contre cette décision, et la procédure est en cours. Comme indiqué ci-dessus, Edison a déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles et administratives ont été engagées et sont désormais closes à l'exception de la procédure administrative avec la province de Pescara et de la procédure civile du ministère de l'Environnement. À ce titre, Edison participe, en coordination avec les autorités publiques compétentes, à diverses initiatives de restauration et de remédiation environnementales concernant de nombreuses zones du site de Bussi. Edison a ainsi procédé en 2025 à une actualisation de ses provisions opérationnelles afin de couvrir les interventions à hauteur d'environ 172 millions d'euros.

Une procédure administrative est encore en cours : la province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considérée comme responsable de la pollution, le retrait des déchets présents sur ces terrains. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme (CEDH). La procédure devant le Conseil d'État et celle devant la Cour de cassation ont été rejetées, celle devant la CEDH se poursuit. Edison a commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les pouvoirs publics.

Une procédure civile est encore en cours : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement, la Région Abruzzes et la Présidence du Conseil des Ministres ont engagé une action civile à l'encontre d'Edison en dommages-intérêts pour des faits de pollution environnementale. En décembre 2024 un rapport de l'expertise technique judiciaire a été reçu et Edison a déposé en retour ses contre-arguments auprès du Tribunal. Les délais pour la conclusion de cette procédure ne sont pas connus et la procédure est en cours. Sur la base d'estimations mises à jour, en prenant en compte les derniers éléments portés à sa connaissance, Edison a décidé d'augmenter la provision existante au titre des travaux de sécurisation déjà engagés de 100 millions d'euros à fin 2025. La procédure est en cours et le calendrier n'est pas connu.

Par ailleurs, concernant la procédure civile lancée en 2023 intentée par la municipalité de Bussi sul Tirino pour obtenir l'indemnisation des dommages prétendument subis en relation avec la pollution survenue dans la zone, Edison et la municipalité de Bussi ont conclu un accord transactionnel en mars 2025 au terme duquel Edison s'est engagée à financer la création d'une communauté d'autoconsommation énergétique via l'installation de nouveaux panneaux photovoltaïques et d'autres activités visant au réaménagement de la zone. Cet accord a mis fin au litige.

Enfin, concernant la procédure d'arbitrage lancée en 2012 par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des garanties contractuelles en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo :

- Fin juin 2021, dans le cadre d'une première phase arbitrale, le Tribunal arbitral faisant largement droit aux demandes de Solvay Specialty Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales consenties par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016. Edison a contesté la sentence devant le Tribunal fédéral suisse (rejet en janvier 2022) puis devant la Cour d'appel de Milan (rejet le 24 janvier 2023). Edison a formé un pourvoi en cassation. Le 28 juillet 2025, la Cour de cassation a rejeté ce pourvoi.
- Le 20 janvier 2025, dans une deuxième phase arbitrale, le Tribunal arbitral a condamné Edison à indemniser Solvay Specialty Polymers Italy d'environ 90 millions d'euros supplémentaires pour la période après janvier 2017. Edison a renoncé à faire appel contre cette décision. L'arbitrage a pris fin à la suite du versement par Edison de ce montant à Solvay.

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

Le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont en cours.

20.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1^{er} août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours judiciaire fondé notamment sur des motifs d'inconstitutionnalité et d'inconventionnalité. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne. Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

20.6 Contentieux E-Pango

La société E-Pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Équilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-Pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-Pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023. Le 27 novembre 2025, la Cour d'appel de Paris a rejeté le recours d'E-Pango, confirmant l'incompétence de l'ADLC. E-Pango s'est pourvu en cassation.

Concernant la procédure au fond devant le Tribunal de commerce de Paris, à la demande d'EDF (ainsi que d'Enedis et RTE), le juge avait ordonné le sursis à statuer dans l'attente d'une décision définitive quant à la compétence de l'ADLC. Le sursis est donc toujours en cours et ne sera levé qu'à l'issue de la procédure devant la Cour de cassation.

20.7 Contentieux indemnitaire ENGIE

La société ENGIE a assigné EDF ainsi que ses filiales Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et IZI Confort devant le Tribunal de commerce de Paris le 13 juin 2024, aux fins d'obtenir la réparation du préjudice conséquent qu'elle prétend avoir subi du fait de pratiques sanctionnées par l'Autorité de la concurrence au terme de la décision n°22-D-06 du 22 février 2022.

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

20.8 Contrats de consultants - Enquête pénale

Le 28 juillet 2016, la Cour des comptes a transmis au Parquet national financier son rapport relatif à la politique des achats d'EDF. À la suite de la transmission de ce rapport, le Parquet national financier a ouvert une enquête préliminaire et chargé la Brigade de répression de la délinquance économique (BRDE) des investigations. En octobre 2023, Henri Proglio, Alain Tchernonog et EDF ont été cités à comparaître du 21 mai au 13 juin 2024 pour la commission d'un prétendu délit de favoritisme relatif au recrutement de consultants extérieurs (14 consultants). EDF a soulevé la prescription des poursuites et a contesté l'infraction alléguée.

À l'issue de l'audience, le Parquet a requis à l'encontre d'Henri Proglio une peine de deux ans d'emprisonnement et 200 000 euros d'amende et à l'encontre d'EDF la peine d'un million d'euros d'amende. Il n'a pas requis la peine complémentaire d'interdiction des marchés publics.

Par jugement rendu le 30 septembre 2024, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus. Le Ministère public a interjeté appel du jugement de relaxe. L'affaire pourrait à nouveau être examinée par la Cour d'appel de Paris courant 2026 ou 2027.

20.9 EDF Belgium - Tihange 1

Le 13 décembre 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé un accord sur la prolongation de Doel 4 et Tihange 3, incluant un forfait pour les coûts du traitement des déchets nucléaires pour l'ensemble des centrales nucléaires en Belgique. Cet accord a été retranscrit dans la loi du 26 avril 2024 (loi Phoenix).

Le niveau de la contribution d'EDF Belgium, copropriétaire de Tihange 1, aux montants forfaitaires au titre de sa participation dans cette centrale fait l'objet d'un différend avec l'exploitant Electrabel, filiale d'ENGIE.

20.10 Litiges en matière sociale

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

Par ailleurs, EDF et ses filiales en France font régulièrement l'objet de contrôles et vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF.

20.11 Arbitrage Venture Global

En 2017 Edison a signé avec la société américaine Venture Global LNG Inc un contrat pour l'exportation des États-Unis de gaz naturel liquéfié. Les premières livraisons étaient attendues pour l'année 2023.

Venture Global n'ayant pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et ayant choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme, Edison a engagé un arbitrage en mai 2023 contre la société américaine. La demande d'indemnisation s'élève à environ 1 500 millions de dollars. L'audience devant le Tribunal arbitral s'est tenue en octobre 2024 et la décision est attendue au premier semestre 2026. Il est à noter que les livraisons de GNL n'ont commencé qu'à partir du deuxième trimestre 2025.

20.12 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs

Enedis a assigné la société ITRON le 30 juillet 2024 devant le Tribunal de Commerce de Nanterre en raison de défauts qu'elle a constatés en 2022 sur certains compteurs (PME-PMI) de ses clients.

Note 21 Engagements hors bilan

Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 Engagements donnés

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	71 516	70 464
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	18 453	17 984
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	6 322	6 004
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		96 291	94 452

21.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	31/12/2025					31/12/2024
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	27 331	3 535	7 853	6 454	9 489	30 548
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽¹⁾	1 091	726	267	98	-	413
Achats de combustible nucléaire	15 528	2 108	6 348	4 416	2 656	14 934
Engagements d'achats de combustible et d'énergie	43 950	6 369	14 468	10 968	12 145	45 895
Garanties données liées aux activités opérationnelles	16 433	4 406	4 478	3 766	3 783	14 773
Engagements sur achats d'exploitation	10 606	4 967	4 292	760	587	9 307
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	198	72	109	15	2	142
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation⁽²⁾	27 237	9 445	8 879	4 541	4 372	24 222
Engagements de location en tant que preneur	329	45	214	36	34	347
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	71 516	15 859	23 561	15 545	16 551	70 464

(1) Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.1.3).

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 087 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 697 millions d'euros au 31 décembre 2024).

21.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 25 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Les engagements d'**achats d'électricité** au 31 décembre 2025 proviennent principalement d'EDF Energy et d'EDF. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité issue de producteurs tiers.

L'évolution sur l'année est due principalement à un effet change négatif et à une diminution des volumes d'engagements d'achats chez EDF Energy.

D'autre part, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 52 TWh pour l'exercice 2025 (48 TWh pour 2024), dont 4 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2024), 21 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2024), 19 TWh au titre du photovoltaïque (15 TWh pour 2024) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2024).

Les engagements d'**achats d'autres énergies et matières premières** concernent essentiellement des achats de combustible biomasse, utilisées par Dalkia dans le cadre de ses activités, ainsi que des engagements d'EDF Trading liés à des contrats de stockage et de transport de gaz aux États-Unis.

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

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2025, les **garanties données liées aux activités opérationnelles** concernent principalement les garanties données par EDF (5 301 millions d'euros), EDF power solutions (4 049 millions d'euros) dans le cadre de ses projets de développement, Edison (2 074 millions d'euros), EDF Energy (1 929 millions d'euros) et Framatome (1 381 millions d'euros).

Leur évolution s'explique essentiellement par une nouvelle garantie donnée par EDF Energy à Sizewell C, dans le cadre d'un contrat de vente de chaudière par Framatome, et par de nouvelles garanties maison-mère octroyées aux clients d'Arabelle Solutions, partiellement compensées par une diminution des garanties données par EDF power solutions.

21.1.1.3 Contrats d'achat de gaz et contrats de services associés à l'activité gaz

Les engagements d'achats de gaz sont recensés mais non valorisés. Ils sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2025, ils représentent les volumes suivants :

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2025				31/12/2024
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	119	10	41	68	101
EDF	65	3	22	40	51

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour un volume maximal de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 2 et 19 ans selon les contrats.

En 2025, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

Edison a conclu en 2017 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an, soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel, pendant 20 ans) dont la livraison était prévue à partir de 2023. Suite à l'absence de livraisons de GNL, Edison a initié une procédure d'arbitrage à l'encontre de Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA) (voir note 20.10). Edison a reçu sa première livraison au titre de ce contrat en mai 2025.

Edison a conclu en 2025 un contrat avec Shell pour l'achat d'environ 0,7 million de tonnes par an de GNL en provenance des États-Unis, soit environ 1 milliard de mètres cubes par an, à partir de 2028 et pour une durée maximale de 15 ans.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 16.2).

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

Certains de ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanière de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. En 2025, EDF a réduit à environ 45 % ses capacités de regazéification dans ce terminal pour la période 2028 à 2036. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 16.2).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	31/12/2025				31/12/2024
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 397	10 100	5 950	347	16 865
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	1 085	99	936	50	908
Autres engagements donnés liés aux investissements	971	60	337	574	211
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	18 453	10 259	7 223	971	17 984

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 91 millions d'euros au 31 décembre 2025 (163 millions d'euros au 31 décembre 2024).

21.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA pour 5,2 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR2), EDF Energy à hauteur de 4,1 milliards d'euros (principalement engagements liés à HPC) et Enedis pour 4,5 milliards d'euros.

S'agissant d'EPR2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

Leur diminution sur l'année 2025 est principalement liée à l'avancement des projets chez EDF power solutions et l'évolution des travaux de construction des centrales de Larivot et Ricanto chez PEI.

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Certains engagements relatifs aux titres de participations sont non valorisables. Ils concernent principalement la Belgique. Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui prévoit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1^{er} juillet 2018 au 31 décembre 2025. Les actionnaires de Luminus ont décidé de proroger la convention d'actionnaires jusqu'au 30 septembre 2026, à l'exception de la clause de liquidité qui a pris fin le 31 décembre 2025.

Concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société EDF Holding (ex EDF International, filiale à 100 % d'EDF) dispose d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en août 2031. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre mai 2029 et août 2031.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente d'EDF Holding sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2025, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

L'augmentation des autres engagements donnés liés aux investissements provient notamment de l'engagement d'apport dans Sizewell C donné par EDF Energy suite au *closing* financier (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 4 novembre 2025), partiellement compensée par l'achèvement en octobre 2025 de la garantie sur les prêts de BNDES à Sinop, qui était auparavant portée par EDF Norte Fluminense.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2025				31/12/2024
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 773	1 146	583	2 044	3 656
Garanties financières données	1 358	26	521	811	1 195
Autres engagements donnés liés au financement	1 191	921	253	17	1 153
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	6 322	2 093	1 357	2 872	6 004

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 918 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 540 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent EDF power solutions et EDF Trading.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF power solutions.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF power solutions dans le cadre du financement de ses projets.

21.2 Engagements reçus

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025					31/12/2024
		Total	Échéances				Total
			< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur		158	34	68	38	18	104
Engagements sur ventes d'exploitation		18 095	3 607	7 503	4 392	2 593	11 885
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles		2 728	405	520	498	1 305	1 791
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation		190	86	92	12	-	61
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	22.2.1	21 171	4 132	8 183	4 940	3 916	13 841
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement		316	136	53	127	-	532
Engagements reçus liés aux opérations de financement⁽¹⁾	22.2.2	3 456	1 722	1 730	4	-	15
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS		24 943	5 990	9 966	5 071	3 916	14 388

(1) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillées en note 17.4

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les **engagements reçus sur ventes d'exploitation** sont hors livraison d'énergie. Ils concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome pour 11,7 milliards d'euros (contrats de construction et d'ingénierie) et de contrats de livraison d'équipements pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions pour 4,1 milliards d'euros. Ils intègrent notamment des engagements reçus par Framatome, Arabelle Solutions, EDF SA et Edvance dans le cadre du projet Sizewell C pour un total de 7,9 milliards d'euros, à la suite de l'entrée en vigueur des contrats signés (voir note 11.3).

Dans le cadre du projet Sizewell C, Bpifrance Assurance Export a accordé une garantie au titre d'un prêt de 5 milliards de livres sterling octroyé par un pool de banques à Sizewell C pour financer les contrats commerciaux conclus avec certaines entités du groupe EDF (EDF, Edvance, Framatome, Arabelle Solutions). Dans ce contexte, chaque entité concernée a signé au profit de Bpifrance Assurance Export une lettre d'engagement constituant une contre-garantie des engagements de Bpifrance Assurance Export. Celle-ci ne pourrait être actionnée qu'en cas de défaut de remboursement de Sizewell C et ce dans un nombre limité de cas très spécifiques dont la probabilité d'occurrence est jugée très faible. En cas d'exercice, les montants appelés seraient déterminés conformément aux dispositions des lettres d'engagement et ne sont pas chiffrables à ce jour. En conséquence, aucun montant n'a été inclus dans les engagements hors bilan au titre de cette garantie.

Par ailleurs, dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des **contrats à long terme de vente d'électricité**, dont principalement :

- des contrats avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3 GW ;
- contrats de partenariat d'une durée entre 10 et 15 ans consistant à faire bénéficier des acteurs électro-intensifs d'une quote-part de la puissance du parc nucléaire historique, dans une logique de partenariat « *at cost at risk* » (contrats d'allocation de production nucléaire ou CAPN). La puissance souscrite en date du 31 décembre 2025 s'élève à environ 1 GW.

Les **garanties reçues** liées aux activités opérationnelles concernent principalement Framatome dans le cadre de contrats de fourniture et d'assistance technique pour des centrales nucléaires et EDF et Arabelle Solutions avec des garanties reçues de la part de clients pour leurs obligations contractuelles.

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations financement

Les engagements reçus liés aux opérations de financement intègrent l'option pour émettre deux tranches d'émissions obligataires en 2026 et 2027 pour un montant global de 3 milliards de livres sterling (3,4 milliards d'euros) dans le cadre de l'accord signé le 20 juin 2025 par EDF et Apollo (voir note 17.3.2).

Note 22 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Chiffre d'affaires	887	913	-	-	3 170	3 058	4 057	3 971
Achats d'énergie	4 616	4 038	1	2	3 914	3 547	8 531	7 587
Achats externes	11	4	7	7	289	202	307	213
Actifs financiers	283	355	-	-	-	-	283	355
Autres actifs	585	724	-	-	454	659	1 039	1 383
Passifs financiers	30	-	-	-	-	1	30	1
Autres passifs non financiers	1 031	1 001	1	1	682	851	1 714	1 853

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ni la dette CSPE.

22.1 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

22.1.1 Relations avec l'État

L'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2025 et a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF signé le 24 octobre 2005 a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée.

22.1.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano et portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé, voir note 14.1.1.1).

22.2 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 15,6 millions d'euros en 2025 (17,1 millions d'euros en 2024). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 23 Événements postérieurs à la clôture

Le 5 février 2026, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe, EDF Invest et ses partenaires ont annoncé la conclusion d'un accord pour céder 100 % d'Energy Assets Group (EAG) à Macquarie Asset Management. Cette entité est mise en équivalence dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2025. La finalisation de la transaction est prévue pour le second semestre 2026 sous réserve des approbations réglementaires usuelles.

Note 24 Principales sociétés du périmètre de consolidation

	Pays	Méthode de consolidation	2025	2024
France - Activités de production et commercialisation				
Électricité de France - Société mère	France	IG	100,00	100,00
Agregio solutions	France	IG	100,00	100,00
Autres holdings (EDF Invest)	France	IG	100,00	100,00
Cyclife	France	IG	100,00	100,00
EDF Pulse Holding	France	IG	100,00	100,00
EDF Solutions Solaires (ex EDF ENR)	France	IG	100,00	100,00
Edvance	France	IG	96,10	96,10
Energy2Market (E2M)	France	IG	100,00	100,00
Group Support Services (G2S)	France	IG	100,00	100,00
Hynamics	France	IG	100,00	100,00
Immo C47 (EDF Invest)	France	IG	51,00	51,00
IZI Confort	France	IG	100,00	100,00
IZI Solutions Durables (ex IZI Solutions)	France	IG	100,00	100,00
IZIVIA	France	IG	100,00	100,00
NUWARD	France	IG	100,00	100,00
92 France (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	MEE	19,40	19,40
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	MEE	-	50,00
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	MEE	24,50	24,50
Clariane & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	MEE	24,50	24,50
CTE (EDF Invest)	France	MEE	50,10	50,10
Domofinance	France	MEE	45,00	45,00
Ecowest (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	MEE	20,00	20,00
Encore + Bergère (EDF Invest)	France	MEE	49,00	49,00
Energy Assets Group (EDF Invest) ⁽¹⁾	Royaume-Uni	MEE	40,00	40,00
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	MEE	20,00	20,00
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	MEE	20,00	20,00
Fjord1 (EDF Invest)	Norvège	MEE	40,05	40,05
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00
Holding d'Infrastructures Numériques (EDF Invest)	France	MEE	33,33	33,33
Issy Shift (EDF Invest)	France	MEE	33,33	33,33
Memphis (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	MEE	50,00	50,00
Nordic Logistic (EDF Invest)	Suède	MEE	50,00	50,00
Optimus Tower Holding (EDF Invest)	Autriche	MEE	40,10	40,10
Orange Concessions (EDF Invest)	France	MEE	16,67	16,67
Parcolog Invest (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00
Switch (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00

	Pays	Méthode de consolidation	2025	2024
France – Activités régulées				
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)	France	IG	100,00	100,00
Électricité de Strasbourg	France	IG	88,64	88,64
Enedis	France	IG	100,00	100,00
Industrie et Services				
Arabelle Solutions	France	IG	100,00	100,00
Framatome	France	IG	80,50	80,50
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00
EDF Energy UK Ltd.	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00
Italie				
Edison SpA (Edison)	Italie	IG	97,17	97,17
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)	Italie	IG	100,00	100,00
EDF power solutions				
EDF Andes Spa	Chili	IG	100,00	100,00
EDF Belgium SA	Belgique	IG	100,00	100,00
EDF Brasil Holding	Brésil	IG	100,00	100,00
EDF Inc.	États-Unis	IG	100,00	100,00
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	IG	100,00	100,00
EDF power solutions	France	IG	100,00	100,00
Luminus SA	Belgique	IG	68,63	68,63
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	MEE	50,00	50,00
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	MEE	40,00	40,00
Dalkia				
Dalkia	France	IG	99,94	99,94
Autres				
Citégestion	France	IG	100,00	100,00
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	IG	100,00	100,00
EDF Développement Environnement SA ⁽²⁾	France	n.a.	n.a.	100,00
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	IG	100,00	100,00
EDF Holding SAS ⁽²⁾	France	n.a.	n.a.	100,00
EDF Immo ⁽²⁾	France	n.a.	n.a.	100,00
EDF International SAS ⁽²⁾	France	IG	100,00	100,00
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	IG	86,22	86,22
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00
Lingbao	Chine	IG	65,00	65,00
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	IG	-	56,25
Océane Re	Luxembourg	IG	99,98	99,98
Société C3 ⁽²⁾	France	n.a.	n.a.	100,00
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	IG	100,00	100,00
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	Chine	MEE	35,00	35,00
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	MEE	49,00	49,00
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	MEE	40,00	40,00
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	MEE	-	19,60
Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	MEE	30,00	30,00

IG : Intégration globale

MEE : Mise en équivalence

n.a. : non applicable

(1) Le 5 février 2026, EDF Invest et ses partenaires ont annoncé la conclusion d'un accord pour céder 100 % d'Energy Assets Group (EAG) à Macquarie Asset Management. La finalisation de la transaction est prévue pour le second semestre 2026 sous réserve des approbations réglementaires usuelles.

(2) Les holdings EDF Développement Environnement SA, EDF Holding SAS, EDF Immo ainsi que la Société C3 ont été fusionnées dans EDF International SAS le 31 décembre 2025. La société EDF International est renommée EDF Holding au 1^{er} janvier 2026.

Note 25 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2025 :

(en milliers d'euros)	Réseau PWC		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 822	18,1	2 595	10,4
Entités contrôlées ⁽¹⁾	9 229	59,4	18 984	76,1
Sous-total	12 051	77,5	21 579	86,5
Certification des informations en matière de durabilité⁽²⁾				
EDF	1 000	6,4	1 000	4,0
Entités contrôlées ⁽²⁾	-	-	310	1,2
Sous-total	1 000	6,4	1 310	5,2
Services autres que la certification des comptes (SACC)⁽³⁾				
EDF	1 011	6,5	1 315	5,3
Entités contrôlées ⁽¹⁾	1 493	9,6	758	3,0
Sous-total	2 504	16,1	2 073	8,3
TOTAL	15 555	100,0	24 962	100,0

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) La réglementation CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe depuis l'exercice clos au 31 décembre 2024.

Les entités contrôlées correspondent à Edison et Électricité de Strasbourg qui émettent leur propre rapport de durabilité.

(3) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières (ii) l'émission de lettres de confort dans le cadre d'opérations de financement du Groupe (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2024

(en milliers d'euros)	Réseau PWC		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 399	15,4	2 553	10,2
Entités contrôlées ⁽¹⁾	10 907	49,3	15 757	63,1
Sous-total	14 306	64,7	18 310	73,3
Certification des informations en matière de durabilité⁽²⁾				
EDF	1 000	4,5	1 000	4,0
Entités contrôlées ⁽²⁾	-	-	336	1,4
Sous-total	1 000	4,5	1 336	5,4
Services autres que la certification des comptes (SACC)⁽³⁾ et la certification des informations en matière de durabilité				
EDF	1 604	7,3	4 471	17,9
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 206	23,5	860	3,4
Sous-total	6 810	30,8	5 331	21,3
TOTAL	22 116	100,0	24 977	100,0

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) La réglementation CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
Les entités contrôlées correspondent à Edison et Électricité de Strasbourg qui émettent leur propre rapport de durabilité.

(3) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières (ii) l'émission de lettres de confort dans le cadre d'opérations de financement du Groupe (iii) des prestations rendues lors d'acquisitions ou cessions d'entités (iv) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (v) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.