

**COMPTES CONSOLIDÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2022**

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2022	2021
Chiffre d'affaires	5.1	143 476	84 461
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(121 010)	(44 299)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(9 420)	(8 595)
Charges de personnel	5.3	(15 236)	(14 494)
Impôts et taxes	5.4	(3 163)	(3 330)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	367	4 262
Excédent brut d'exploitation	5	(4 986)	18 005
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	6	(849)	(215)
Dotations aux amortissements		(11 079)	(10 789)
(Pertes de valeur)/reprises	10.8	(1 762)	(653)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(687)	(1 123)
Résultat d'exploitation		(19 363)	5 225
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(1 730)	(1 459)
Effet de l'actualisation	8.2	174	(2 670)
Autres produits et charges financiers	8.3	(1 997)	4 489
Résultat financier	8	(3 553)	360
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		(22 916)	5 585
Impôts sur les résultats	9	3 926	(1 400)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	759	644
Résultat net des activités en cours de cession		6	(1)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		(18 225)	4 828
Dont résultat net - part du Groupe		(17 940)	5 113
Résultat net des activités poursuivies		(17 946)	5 114
Résultat net des activités en cours de cession		6	(1)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(285)	(285)
Activités poursuivies		(285)	(285)
Activités en cours de cession		-	-
Résultat net part du Groupe par action en euros :	14.7		
Résultat par action		(5,03)	1,46
Résultat dilué par action		(5,03)	1,36
Résultat par action des activités poursuivies		(5,03)	1,46
Résultat dilué par action des activités poursuivies		(5,03)	1,36

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

État du résultat global consolidé

	Notes	2022			2021		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
Résultat net consolidé		(17 940)	(285)	(18 225)	5 113	(285)	4 828
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	(3 579)	57	(3 522)	(3 292)	(33)	(3 325)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		936	(14)	922	779	8	787
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	308	-	308	(673)	-	(673)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		65	-	65	(83)	-	(83)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.1.2	(1 660)	-	(1 660)	(346)	-	(346)
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		428	-	428	101	-	101
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute ⁽¹⁾	18.7.5	155	-	155	-	-	-
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		(40)	-	(40)	-	-	-
Écarts de conversion des entités contrôlées		(1 114)	(546)	(1 660)	1 935	606	2 541
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		521	-	521	(80)	-	(80)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		(3 980)	(503)	(4 483)	(1 659)	581	(1 078)
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.1.2	(16)	-	(16)	15	1	16
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 ⁽²⁾	16.1.3	3 899	(405)	3 494	1 144	263	1 407
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt ⁽²⁾		458	103	561	(421)	(89)	(510)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		216	-	216	(83)	-	(83)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		4 557	(302)	4 255	655	175	830
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		577	(805)	(228)	(1 004)	756	(248)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		(17 363)	(1 090)	(18 453)	4 109	471	4 580
Dont résultat global des activités poursuivies		(17 369)	(1 090)	(18 459)	4 110	471	4 581
Dont résultat global des activités en cours de cession		6	-	6	(1)	-	(1)

⁽¹⁾La variation des coûts de couverture inclut l'effet de retraitement des périodes antérieures pour 125 millions d'euros.

⁽²⁾Les gains actuariels en capitaux propres concernent principalement le périmètre France (voir note 16.1). Ils produisent un effet d'impôt limité en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés actifs selon laquelle les impôts différés actifs correspondants 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. La majeure partie des gains actuariels nés sur l'exercice 2022 concerne, en effet, la portion de la provision pour avantages envers le personnel dont le retournement est à plus de 10 ans, et pour laquelle aucun impôt différé n'était reconnu au 31 décembre 2021.

Bilan consolidé

ACTIF	<i>Notes</i>	31/12/2022	31/12/2021
<i>(en millions d'euros)</i>			
Goodwill	10.1	9 513	10 945
Autres actifs incorporels	10.2	10 619	10 221
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	101 126	98 237
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11.1	63 966	62 132
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 816	6 881
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	9 421	8 084
Actifs financiers non courants	18.1	48 512	55 609
Autres débiteurs non courants	13.3.4	2 165	2 092
Impôts différés actifs	9.3	8 696	1 667
Actif non courant		260 834	255 868
Stocks	13.2	17 661	16 197
Clients et comptes rattachés	13.3	24 844	22 235
Actifs financiers courants	18.1	58 033	39 937
Actifs d'impôts courants		497	544
Autres débiteurs courants	13.3.4	15 165	16 197
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	10 948	9 919
Actif courant		127 148	105 029
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	150	69
TOTAL DE L'ACTIF		388 132	360 966
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF			
<i>(en millions d'euros)</i>			
Capital	14	1 944	1 619
Réserves et résultats consolidés		32 396	48 592
Capitaux propres - part du Groupe		34 340	50 211
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.6	12 272	11 778
Total des capitaux propres	14	46 612	61 989
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	56 021	62 067
Provisions pour avantages du personnel	16	16 231	21 716
Autres provisions	17	4 671	5 442
Provisions non courantes		76 923	89 225
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	49 459	48 853
Passifs financiers non courants	18.3	71 058	56 543
Autres créditeurs non courants	13.5	4 968	4 816
Impôts différés passifs	9.3	1 533	2 401
Passif non courant		203 941	201 838
Provisions courantes	15, 16.1 et 17	7 943	6 836
Fournisseurs et comptes rattachés	13.4	23 284	19 565
Passifs financiers courants	18.3	71 844	45 014
Dettes d'impôts courants		967	446
Autres créditeurs courants	13.5	33 504	25 248
Passif courant		137 542	97 109
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	37	30
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		388 132	360 966

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2022	2021
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		(18 225)	4 828
Résultat net des activités en cours de cession		6	(1)
Résultat net des activités poursuivies		(18 231)	4 829
Pertes de valeur / (reprises)		1 762	653
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		6 820	10 488
Produits et charges financiers		446	(89)
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		590	467
Plus ou moins-values de cession		(143)	(67)
Impôt sur les résultats		(3 926)	1 401
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(759)	(644)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1.3	8 301	(1 526)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		(5 140)	15 512
Frais financiers nets décaissés		(1 003)	(588)
Impôts sur le résultat payés		(1 282)	(2 276)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		(7 425)	12 648
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		(7 425)	12 648
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(198)	(165)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		694	1 154
Investissements incorporels et corporels	10.7	(18 324)	(17 606)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		87	264
Variations d'actifs financiers		(7 344)	1 776
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(25 085)	(14 577)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(25 085)	(14 577)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	14.1	3 252	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾		1 795	2 076
Dividendes versés par EDF	14.3	(72)	(84)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(407)	(163)
Achats/ventes d'actions propres		4	(3)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		4 572	1 826
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	34 165	6 943
Remboursements d'emprunts	18.3.2.1	(5 876)	(5 161)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	14.4	994	1 235
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.4	(606)	(547)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		694	677
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		29 371	3 147
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		33 943	4 973
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		33 943	4 973
Flux de trésorerie des activités poursuivies		1 433	3 044
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		1 433	3 044
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		9 919	6 270
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		1 433	3 044
Variations de change		(397)	180
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		100	38
Autres variations non monétaires		(107)	387
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE		18.2	10 948

⁽¹⁾ Augmentation/réduction de capital et acquisition/cession d'intérêts minoritaires dans des sociétés contrôlées. Comprend notamment en 2022, un montant de 1 351 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) ; un montant de 176 millions d'euros d'apport des partenaires relatif au projet de CCGT de Seraing en Belgique ; ainsi que 54 millions d'euros de complément de prix reçu suite à la cession de 49% des actifs renouvelables italiens sans perte de contrôle en 2021. Comprend en 2021, un montant de 1 304 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et NNB Holding Company (SZC) Ltd. (pour le projet Sizewell C), un montant de 865 millions d'euros relatif à la cession de 49% d'Edison Renewables et un montant de (276) millions d'euros relatif à l'acquisition de 70% d'E2i Energie Speciali.

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2022 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽³⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	1 550	(10)	(871)	(1 116)	46 080	45 633	9 593	55 226
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 699	(3 358)	655	(1 004)	756	(248)
Résultat net	-	-	-	-	5 113	5 113	(285)	4 828
Résultat global consolidé	-	-	1 699	(3 358)	5 768	4 109	471	4 580
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(547)	(547)	-	(547)
Emissions / rachats TSDI (voir note 14.4)	-	-	-	-	972	972	-	972
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 599)	(1 599)	(163)	(1 762)
Achats/ventes d'actions propres	-	(4)	-	-	-	(4)	-	(4)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	69	-	-	-	1 446	1 515	-	1 515
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	132	132	1 877	2 009
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	1 619	(14)	828	(4 474)	52 252	50 211	11 778	61 989
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 003)	(2 977)	4 557	577	(805)	(228)
Résultat net	-	-	-	-	(17 940)	(17 940)	(285)	(18 225)
Résultat global consolidé	-	-	(1 003)	(2 977)	(13 383)	(17 363)	(1 090)	(18 453)
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(606)	(606)	-	(606)
Emissions / rachats TSDI (voir notes 14.4)	-	-	-	-	(1 025)	(1 025)	-	(1 025)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 050)	(1 050)	(407)	(1 457)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	7	-	7
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	325	-	-	-	3 915	4 240	-	4 240
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	(74)	(74)	1 991	1 917
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	1 944	(7)	(175)	(7 451)	40 029	34 340	12 272	46 612

⁽¹⁾ Les écarts de conversion varient de (1 003) millions d'euros en 2022. Cette variation est principalement liée à la baisse de la livre sterling par rapport à l'euro (1£ = 1,190€ au 31 décembre 2021 et 1£ = 1,127€ au 31 décembre 2022).

⁽²⁾ Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés. 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 taux et de devises (cross-currency swaps).

⁽³⁾ Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

⁽⁴⁾ En 2021, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et NNB Holding Company (SZC) Ltd. (pour le projet Sizewell C) pour 1 304 millions d'euros. En 2021, les « autres variations » des capitaux propres part du Groupe comprennent également :

- l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 49 millions d'euros nets d'impôt. Cet ajustement résulte de la mise en œuvre de la décision de l'IFRIC relative à la méthode d'acquisition des droits ;
- le reclassement des valeurs nettes comptables liées aux coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS antérieurement immobilisés, pour un montant de (64) millions d'euros nets d'impôts. Ce reclassement résulte de la confirmation par l'IASB de la décision IFRIC relative à la comptabilisation de ces coûts.

Par ailleurs, les « autres variations » des capitaux propres part du groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent l'effet en capitaux propres des transactions conclues avec les minoritaires, s'agissant d'opérations d'acquisition ou de cession réalisées sans changement de méthode de consolidation (cession de 49 % d'Edison Renewables, acquisition de 70 % du capital de E2i et introduction en bourse de Pod Point, voir note 3.1.2).

⁽⁵⁾ En 2022, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital de CGN dans NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) pour 1 351 millions d'euros. Elles comprennent également :

- l'effet de l'entrée du gouvernement britannique (« HMG ») et la sortie concomitante de CGN dans NNB Holding Company (SZC) Ltd. le 30 novembre 2022. Ces transactions impactent les capitaux propres part du Groupe à hauteur de (170) millions d'euros et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle à hauteur de 361 millions d'euros (voir note 14.6) ;

- les effets des cessions sans pertes de contrôle et les apports de partenaires sur des projets détenus en Belgique (projet de CCGT de Seraing) et EDF Renouvelables (projet en Israël), qui affectent les capitaux propres part du Groupe à hauteur de 56 millions d'euros et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle à hauteur de 281 millions d'euros ;

- la contrepartie de la charge liée à l'Offre préférentielle Réserve aux Salariés (ORS) qui impacte les capitaux propres part du Groupe pour 44 millions d'euros (voir note 7).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

NOTE 1	Référentiel comptable du Groupe	9	10.6	Immobilisations en cours	53
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	9	10.7	Investissements incorporels et corporels	59
1.2	Évolutions du référentiel comptable	9	10.8	Pertes de valeur / reprises	59
1.3	Bases de préparation des états financiers	10	NOTE 11	Concessions de distribution publique d'électricité en France	67
1.4	Comparabilité des exercices	13	11.1	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	68
NOTE 2	Synthèse faits marquants	14	11.2	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	69
NOTE 3	Périmètre de consolidation	16	NOTE 12	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	70
3.1	Évolutions du périmètre de consolidation	17	12.1	Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	70
3.2	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	19	12.2	Taishan	71
3.3	Périmètre de consolidation au 31 décembre 2022	19	12.3	Autres participations	71
NOTE 4	Informations sectorielles	23	NOTE 13	Besoin en fonds de roulement (BFR)	73
4.1	Informations par secteur opérationnel	23	13.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	73
4.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	26	13.2	Stocks	73
NOTE 5	Excédent brut d'exploitation	26	13.3	Clients et comptes rattachés	74
5.1	Chiffre d'affaires	28	13.4	Fournisseurs et comptes rattachés	76
5.2	Achats de combustible et d'énergie	36	13.5	Autres créiteurs	76
5.3	Charges de personnel	36	NOTE 14	Capitaux propres et résultat par action	78
5.4	Impôts et taxes	37	14.1	Capital social	78
5.5	Autres produits et charges opérationnels	38	14.2	Actions propres	78
NOTE 6	Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	40	14.3	Distributions de dividendes	79
NOTE 7	Autres produits et charges d'exploitation	40	14.4	Titres subordonnés à durée indéterminée	79
NOTE 8	Résultat financier	41	14.5	Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANes)	80
8.1	Cout de l'endettement financier brut	41	14.6	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	81
8.2	Effet de l'actualisation	41	14.7	Résultat net et résultat net dilué par action	82
8.3	Autres produits et charges financiers	42	NOTE 15	Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés	83
NOTE 9	Impôts sur les résultats	42	15.1	Provisions nucléaires et actifs dédiés en France	85
9.1	Ventilation de la charge d'impôt	43	15.2	Provisions nucléaires d'EDF Energy	100
9.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	44	15.3	Provisions nucléaires en Belgique	103
9.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	45	NOTE 16	Provisions pour avantages du personnel	103
9.4	Ventilation d'impôts différés par nature	45	16.1	Provisions pour avantages du personnel du groupe	105
NOTE 10	Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France	46	16.2	France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)	109
10.1	Goodwill	46	16.3	Royaume-Uni	111
10.2	Autres actifs incorporels	47	NOTE 17	Autres provisions et passifs éventuels	112
10.3	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles	49	17.1	Autres provisions pour déconstruction	112
10.4	Actifs au titre du droit d'utilisation	50	17.2	Autres provisions	113
10.5	Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)	52			

17.3	Passifs éventuels	114	20.4	Investissements décarbonés	141
NOTE 18	Actifs et passifs financiers	118	20.5	Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique	141
18.1	Actifs financiers	119			
18.2	Trésorerie et équivalents de trésorerie	122	NOTE 21	Engagements hors bilan	143
18.3	Passifs financiers	122	21.1	Engagements donnés	143
18.4	Lignes de crédit non utilisées	127	21.2	Engagements reçus	147
18.5	Juste valeur des instruments financiers	127	NOTE 22	Parties liées	148
18.6	Risques marchés et de contrepartie	128	22.1	Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	149
18.7	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	129	22.2	Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État	149
NOTE 19	Indicateurs financiers	134	22.3	Rémunération des organes d'administration et de direction	150
19.1	Résultat net courant	134	NOTE 23	Événements postérieurs à la clôture	150
19.2	Endettement financier net	135	NOTE 24	Honoraires des Commissaires aux comptes	150
NOTE 20	Enjeux climatiques en lien avec les états financiers	136			
20.1	Dépenses réglementaires	137			
20.2	Évaluation des actifs et passifs	139			
20.3	Financement durable	140			

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 2022.

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

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2022 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 16 février 2023. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 14 juin 2023.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2022 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2022. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2022.

1.2 Évolutions du référentiel comptable

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2022 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2021 à l'exception des changements des notes 1.2.1 à 1.2.4 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2023 (note 1.2.5).

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

1.2.1 Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles - Produit antérieur à l'utilisation prévue »

Depuis le 1^{er} janvier 2022, le chiffre d'affaires généré par un actif non encore en service (tel que par exemple les ventes d'électricité en phase de test) ne doit plus être comptabilisé en réduction du coût de l'immobilisation. Ces produits ainsi que les coûts associés sont enregistrés au compte de résultat au fil de l'eau.

L'application de ces amendements n'a pas d'impact matériel sur les comptes du Groupe au 31 décembre 2022. Le Groupe sera notamment concerné par ces amendements lors de la phase de tests et d'essais de l'EPR de Flamanville 3.

1.2.2 Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires - Coûts d'exécution du contrat »

Ces amendements précisent que la provision pour contrat onéreux doit être évaluée sur la base des coûts inévitables correspondant à tous les coûts rendus nécessaires par l'exécution du contrat et non pas uniquement les coûts incrémentaux.

Ils élargissent ainsi le périmètre des coûts à prendre en compte, qui comprennent à la fois les coûts incrémentaux pour remplir les obligations du contrat (ex : la main d'œuvre et les coûts matières) mais aussi une allocation des autres coûts directement liés au contrat (ex : une quote-part de l'amortissement des équipements utilisés, des assurances).

Le Groupe n'a pas d'impact matériel résultant de l'application de ces amendements.

1.2.3 Réforme des taux interbancaires de référence - amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16

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

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat, et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information). Les opérations de remplacement déjà réalisées sont décrites dans les comptes consolidés au 31 décembre 2021 en note 1.2.1.

Dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1^{er} janvier 2022.

Les opérations de remplacement du Libor USD seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.2.4 Autres textes applicables à compter du 1^{er} janvier 2022

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

- « Améliorations annuelles du cycle 2018-2020 » ;
- IFRS 3 « Regroupement d'entreprises - Référence au cadre conceptuel ».

1.2.5 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2023

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

A compter du 1^{er} janvier 2023, les entités devront désormais comptabiliser des impôts différés sur les transactions qui, lors de leur comptabilisation initiale, donnent lieu à des montants identiques de différences temporelles imposables et déductibles. Les amendements de la norme IAS 12 visent ainsi à clarifier le traitement des impôts différés liés aux contrats de location, ainsi qu'aux coûts de démantèlement.

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de leur application.

1.2.5.2 IFRS 17 « Contrats d'assurance »

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

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de son application.

1.2.5.3 Autres textes

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

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

1.3 Bases de préparation des états financiers

1.3.1 Bases d'évaluation

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.

1.3.2 Méthodes de conversion

1.3.2.1 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.2.2 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- 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.

1.3.2.3 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées 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 exprimés 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.

1.3.3 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 courant d'une part, non 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.

1.3.4 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 principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.3.4.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation 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 », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 en 2021, 6 tranches supplémentaires ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation en 2022 et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) : Dampierre 1, Gravelines 1, Bugey 5, Tricastin 3, Gravelines 3 et enfin Dampierre 2. Par ailleurs la quatrième visite décennale de Blayais 1, démarrée en août 2022, était en cours au 31 décembre 2022.

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

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

1.3.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible 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 des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers du Groupe (voir note 15).

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 15.1.1.5.

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 du combustible usé 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 investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou 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).

1.3.4.3 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 postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux 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 2022 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 16.

1.3.4.4 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. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 10.8.

1.3.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 5.1, 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.

1.3.4.7 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 11). 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.

1.3.4.8 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.

1.3.4.9 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 qui permettent d'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 permettre d'affecter 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 15.1.2.2). 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 considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 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.

1.3.5 Nature et étendue des 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 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni – voir note 15.2) ;
- 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, Electricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir note 10.5) ;
- 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 18.3.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 18.2).

1.4 Comparabilité des exercices

1.4.1 Effets du niveau des prix de marché sur la comparabilité des exercices

Les états financiers sont affectés par le niveau et la volatilité des prix de marché, de façon plus marquée qu'au 31 décembre 2021 sur certains agrégats.

Le total bilan passe de 361 milliards d'euros à 388 milliards d'euros, notamment sous l'effet de l'augmentation de la juste valeur des dérivés (voir notes 18.1.1 et 18.3.1) (dérivés de *trading* pour +10,5 milliards d'euros à l'actif et +6,9 milliards d'euros au passif ; dérivés de couverture pour +2,3 milliards d'euros à l'actif et pour +7,8 milliards d'euros au passif). Le total bilan avait augmenté de 306 milliards d'euros à 361 milliards d'euros entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021 sous l'effet également de l'augmentation de la juste valeur des dérivés, ainsi que du besoin en fonds de roulement clients et fournisseurs, et des appels de marge actif / passif sur les activités de *trading* (voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021). Au sein des « Autres débiteurs courants » la position usuellement débitrice de CSPE pour EDF SA (créance de l'ordre de 2 milliards au 31 décembre 2020) est en position créditrice au sein des « autres créditeurs courants » pour 0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021 et 6,1 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (voir note 13.5.4).

Au niveau du compte de résultat, on relève principalement :

- le chiffre d'affaires hors *trading* est en hausse de 82,9 à 136,4 milliards d'euros soit + 64% sous l'effet de l'augmentation des prix de marché, en électricité et en gaz. En France l'augmentation du chiffre d'affaires électricité a été limitée du fait des mesures mises en place par les Pouvoirs Publics pour limiter le montant des factures émises aux clients finals (bouclier tarifaire). Dans d'autres pays, des mesures de soutien ont également été mises en place, comme en Grande Bretagne en particulier à partir de septembre 2022, mais directement par les Pouvoirs Publics auprès des consommateurs finaux, donc sans effet sur le niveau du chiffre d'affaires reconnu conformément à IFRS 15. D'autres pays ont plutôt mis en place des mesures fiscales avec des compléments d'impôt sur les sociétés comme en Italie ;
- les achats de combustible et d'énergie augmentent de 44,3 à 121 milliards d'euros soit + 173 %, dont un effet prix très élevé des achats d'électricité rendus nécessaire par la moindre production nucléaire du fait du phénomène de corrosion sous contrainte (voir note 5.2) ;
- la marge de *trading* atteint 7 milliards d'euros contre 1,5 milliard d'euros sur l'exercice 2021. Cette marge intègre une augmentation des réserves pour risque de contrepartie dans le contexte particulier du marché européen ;
- la volatilité des commodités (IFRS 9) au compte de résultat est de (0,8) milliard d'euros contre (0,2) milliard d'euros sur l'exercice 2021.

1.4.2 Effet de l'inflation et des taux d'intérêts sur la comparabilité d'exercices

Les états financiers sont également affectés par la pression inflationniste actuelle, entraînant, au travers des actions des banques centrales pour maîtriser les anticipations d'inflation, une forte hausse des taux d'intérêts sur l'année 2022, qui a pour principales conséquences :

- une hausse des taux d'actualisation réels pour les provisions liées à la production nucléaire, entraînant à ce titre une baisse des provisions sur l'année 2022 de (4,6) milliards d'euros en France, (voir note 15.1.1), contre une hausse des provisions à ce titre de +1,1 milliard d'euros en 2021 (baisse du taux d'actualisation réel en France) ; la hausse des taux d'actualisation entraîne également une diminution des provisions nucléaires au Royaume-Uni de (2,9) milliards d'euros (voir note 15.2) et concomitamment de la créance vis-à-vis du NLF et de l'État britannique, qui est actualisée au même taux que les provisions qu'elle finance ;
- une hausse des taux d'actualisation réels au titre des hypothèses actuarielles retenues pour les engagements liés au personnel, expliquant principalement la baisse des engagements sur l'année 2022 pour (12,8) milliards d'euros (voir notes 16.1.1 et 16.1.2). Sur l'année 2021, les écarts actuariels liés à ces hypothèses avaient varié de (0,2) milliard d'euros ;
- une hausse des CMPC retenus pour les tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels de 100 à 130 points de base en moyenne, ayant entraîné la dépréciation partielle du goodwill d'EDF Energy à hauteur de 1,2 milliard d'euros (voir note 10.8).

Dans le même temps, ce contexte inflationniste et de hausse des taux d'intérêts explique au premier ordre l'évolution des marchés financiers sur l'exercice et en conséquence l'évolution à la baisse de la valeur au bilan entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 des actifs dédiés d'EDF (baisse de (3,6) milliards d'euros – voir note 15.1.2.4) et des actifs de couverture des engagements liés au personnel (baisse de (10) milliards d'euros – voir note 16.1.1). Entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021, la valeur au bilan des actifs dédiés et des actifs de couverture des engagements envers le personnel avait évolué respectivement de +3,1 milliards d'euros et +1,7 milliard d'euros.

1.4.3 Impacts de la guerre en Ukraine

Le Groupe a une exposition directe très limitée en Russie ou en Ukraine. Le Groupe a une dépendance faible aux importations russes d'uranium, compte-tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long-terme. S'agissant du gaz, le Groupe a un unique contrat gaz (Edison), avec une filiale européenne d'une entreprise russe, représentant 4 % des approvisionnements du Groupe et se terminant fin 2022. Le Groupe n'a pas d'exposition avec des entreprises ou banques impactées par les sanctions internationales à ce jour. Le bureau de Moscou a été fermé. La filiale Dalkia Russie a été cédée sur le premier semestre 2022 (voir communiqué de presse de Dalkia du 23 mai 2022 et note 7).

Note 2 Synthèse faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs en 2022 et jusqu'à la date de l'arrêté des comptes du Groupe sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire :**
 - › Fin de la production d'électricité sans émission de carbone et le déchargement du combustible est en cours à Hunterston B (cf. communiqués de presse d'EDF Energy du 7 janvier 2022 et du 17 mai 2022, voir note 15) ;
 - › Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (cf. communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022, voir note 10.6) ;
 - › Le 13 janvier 2022, EDF a actualisé son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5) ;
 - › Le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 7 février 2022, voir note 5) ;
 - › Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2023 (cf. communiqué de presse du Groupe du 11 février 2022) ;
 - › Point d'actualité sur Hinkley Point C : révision du calendrier et des coûts du projet (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 10.6 et 10.8) ;
 - › Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 5 et 10.6) ;
 - › Le gouvernement accorde l'autorisation d'aménagement (DCO - *Development Consent Order*) à Sizewell C (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 20 juillet 2022, voir note 10.6) ;
 - › Le 15 septembre 2022, EDF a ajusté l'impact de la baisse de la production du Groupe pour 2022 suite aux annonces du Gouvernement sur plafonnement de la hausse des prix en 2023 (cf. communiqué de presse du Groupe du 15 septembre 2022, voir note 5) ;
 - › Le 3 novembre 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 3 novembre 2022, voir note 5) ;
 - › EDF et GE ont signé un accord définitif relatif à l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power (cf. communiqués de presse du Groupe du 10 février 2022 et du 4 novembre 2022, voir note 3.1) ;
 - › EDF se félicite de la décision du gouvernement britannique de co-financer le développement du projet Sizewell C (cf. communiqué de Presse du Groupe du 29 novembre 2022, voir note 10.6) ;

› Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022, voir note 10.6).

● **Plan de cessions :**

- › Edison a signé un accord pour la cession de la participation dans North Reggane à Repsol et Wintershall Dea (cf. communiqués de presse d'Edison du 5 mai 2022 et du 29 juin 2022, voir note 3.1) ;
- › EDF a finalisé la cession de sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 septembre 2022 et 25 janvier 2023, voir note 3.1) ;
- › EDF Trading a cédé ses activités de vente au détail en Amérique du Nord à bp (cf. communiqués de presse d'EDF Trading du 12 septembre et 30 novembre 2022, voir note 3.1) ;
- › Imtech, société du Groupe Dalkia au Royaume-Uni a signé un accord avec Duke Street portant sur la cession de sa filiale Suir Engineering (cf. communiqués de presse de Dalkia du 14 novembre 2022 et du 1 février 2023, voir note 3.1).

● **Opérations de financement :**

- › EDF a conclu des financements bancaires pour 10,25 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 mars 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- › EDF a annoncé le succès de son augmentation de capital d'un montant de plus de 3,150 milliards d'euros avec maintien du droit préférentiel de souscription (cf. communiqué de presse du Groupe du 5 avril 2022, voir note 14.1) ;
- › Le groupe EDF a lancé une augmentation de capital réservée aux adhérents du plan d'épargne de groupe et du plan d'épargne de groupe international d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 12 mai 2022, voir notes 7 et 14.1) ;
- › EDF et la Banque Européenne d'Investissement (BEI) ont annoncé la signature d'un contrat de prêt de 800 millions d'euros au service de la transition énergétique du réseau de distribution électrique géré par Enedis (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- › EDF a annoncé le 5 octobre 2022 une émission d'obligations senior multi-tranches, dont une verte, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 5 octobre 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- › EDF et Crédit Agricole CIB ont signé un financement dédié à la maintenance du parc nucléaire français pour un montant de 1 milliard d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 novembre 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- › EDF a conclu des financements bancaires supplémentaires pour 2,1 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 29 novembre 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- › EDF a annoncé une émission obligataire hybride pour un montant nominal de 1 milliard d'euros et son intention d'exercer son option de remboursement des obligations hybrides USD en circulation dont l'option de remboursement est en janvier 2023 (cf. communiqués de presse du Groupe du 30 novembre 2022 et 21 décembre 2022, voir notes 14.4 et 18.3.2.1) ;
- › EDF a annoncé une émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling (cf. communiqués de presse du Groupe du 19 janvier 2023).

● **Energies renouvelables :**

- › EDF a remporté une zone maritime dans la baie de New York pour y développer de l'éolien en mer (cf. communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables du 1^{er} mars 2022, voir note 12.3) ;
- › EDF Renouvelables a mis en service quatre centrales solaires, dont deux flottantes, en Israël (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 8 juin 2022, voir note 12.3) ;
- › Le consortium composé d'EDF, KEPCO et Kyushu Electric Power Co. a finalisé le financement d'un projet de transport d'électricité aux côtés d'ADNOC et TAQA aux Emirats Arabes Unis (cf. communiqué de presse du Groupe du 26 septembre 2022, voir note 12.3) ;
- › Mise en service complète du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire (cf. communiqués de presse d'EDF Renouvelables du 13 avril, 22 septembre et 23 novembre 2022, voir note 12.3).

● **Projet d'opération sur le capital du Groupe :**

- › Suspension de la cotation des titres de capital (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 juillet 2022) ;
- › Constitution d'un Comité *ad hoc* (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 juillet 2022) ;
- › Désignation d'un expert indépendant (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 juillet 2022) ;
- › Le Conseil d'administration d'EDF rend un avis motivé favorable sur le projet d'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 octobre 2022) ;
- › Ouverture de l'offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 novembre 2022) ;
- › Décision du Tribunal de commerce de Paris (cf. communiqués de presse du Groupe du 10 novembre 2022 et 19 décembre 2022) ;
- › Point sur le calendrier de l'offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 26 janvier 2023) ;
- › Résultat de l'offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 février 2023, voir notes 14.1 et 22.2.1) ;
- › OCEANE EDF à échéance 2024 : nouveau ratio de conversion / échange suite au résultat de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 février 2023, voir notes 14.5 et 18.3.2.2).

• Autres faits marquants du Groupe :

- › Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5) ;
- › Communication d'EDF sur la décision de l'Autorité de la concurrence (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 février 2022, voir note 17) ;
- › Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 mars 2022, voir notes 5 et 17.2) ;
- › Recours relatif à l'attribution de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 (cf. communiqués de presse du Groupe du 9 août 2022 et du 27 octobre 2022, voir note 5.1.1) ;
- › Décision du Conseil d'État sur le recours relatif à l'annulation de l'attribution de 20 TWh d'électricité supplémentaires pour 2022 au titre de l'ARENH (cf. communiqués de presse du Groupe du 5 février 2023, voir note 5.1.1).

Les principaux événements et transactions significatifs en 2021 étaient les suivants :

• Développements dans le nucléaire :

- › EDF a décidé de mettre Dungeness B en phase de déchargement du combustible (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 7 juin 2021, voir note 7) ;
- › Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde (cf. communiqué de presse du Groupe du 15 décembre 2021, voir note 23 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021) ;
- › Révision de la durée de vie des réacteurs avancés refroidis au gaz (*Advanced Gas-cooled Reactor - AGR*) (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 15 décembre 2021, voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).

• Plans de cession :

- › Edison a finalisé la vente d'Edison Norge à Sval Energi pour une valeur de 374 millions de dollars (cf. communiqué de presse d'Edison du 25 mars 2021, voir note 3.1.2) ;
- › Edison a finalisé la cession de Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) à 2i ReteGas pour 150 millions d'euros (cf. communiqué de presse d'Edison du 30 avril 2021, voir note 3.1.2) ;
- › Dalkia a annoncé la finalisation de la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy avec Paprec (cf. communiqué de presse de Dalkia du 28 juillet 2021, voir notes 3.1.2) ;
- › EDF a finalisé la vente de sa participation dans CENG (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 août 2021, voir notes 3.1.2) ;
- › EDF a finalisé la cession de la centrale CCGT de West Burton B à EIG (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 31 août 2021, voir note 3.1.2) ;
- › Edison et le Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction afin d'accélérer ensemble le développement des énergies renouvelables en Italie (cf. communiqués de presse d'Edison les 3 et 14 décembre 2021, voir note 3.1.2) ;
- › EDF a réalisé le transfert d'un parc immobilier en Île-de-France à une société commune avec POWERHOUSE HABITAT (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2021, voir note 5.4 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).

• Energies renouvelables :

- › Edison a finalisé l'acquisition de E2i (cf. communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021, voir note 3.1.2).
- Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et Areva (cf. communiqué de presse du Groupe du 30 juin 2021, voir note 7) ;
- EDF a arrêté le projet Écocombust de développement d'un nouveau combustible à base de bois de classe B (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 juillet 2021, voir note 10.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).

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 12).

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 mbH (FSG).

Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 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. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, date de la première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, 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

3.1.1 Evolutions du périmètre en 2022

Sur l'exercice 2022, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia, le 19 décembre 2022. L'acquisition n'a pas d'impact significatif sur les états financiers du Groupe ;
- la cession des activités de détail d'EDF Trading North America à bp : le 12 septembre 2022, EDF Trading Limited a conclu un accord ferme avec bp pour vendre 100 % d'EDF Energy Services LLC (EDFES). Les activités d'EDF Trading en Europe, en Asie et ses activités de négoce en gros en Amérique du Nord ne sont pas affectées par l'accord. Suite à la satisfaction de toutes les conditions préalables nécessaires, EDF Trading Limited a annoncé le 30 novembre 2022 la finalisation de la vente à bp. Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,5 milliard d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a signé d'autres accords engageants qui n'ont pas été finalisés en 2022 et qui impacteront le périmètre en 2023 :

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

- l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power ;
- la cession de Suir Engineering par Imtech réalisée le 1^{er} février 2023 ;
- la cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas réalisée le 25 janvier 2023.

Cession de la participation dans North Reggane par Edison

Le 4 mai 2022, Edison a annoncé la signature d'un accord pour la vente de sa participation dans la licence Reggane-Nord en Algérie, complétant ainsi la cession de toutes les activités d'exploration et de production (E&P) suite à la réorientation stratégique de la société vers ses activités de transition énergétique. En vertu de cet accord, Edison cèdera sa participation de 11,25 % dans le champ gazier *onshore* de Reggane-Nord à Wintershall Dea Algeria GmbH.

Le 29 juin 2022, Edison a annoncé signer un avenant au contrat de cession après l'exercice par Repsol de son droit de préemption, conformément au *Joint Operation Agreement* correspondant. Le contrat signé le 4 mai 2022 a été modifié en conséquence pour refléter la cession de la participation d'Edison entre Repsol (6,75 %) et Wintershall Dea (4,50 %).

L'accord est basé sur une valeur pour la participation d'Edison dans Reggane-Nord d'environ 100 millions de dollars.

La finalisation de la transaction de vente est jugée hautement probable, bien qu'elle soit encore soumise à certaines approbations. En conséquence, les actifs et passifs correspondants ont été classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2022 (voir note 3.2).

L'acquisition de l'activité nucléaire de GE Steam Power

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

La conclusion de cet accord définitif intervient à la suite de l'accord d'exclusivité conclu entre EDF et GE le 10 février 2022⁽¹⁾.

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

La réalisation de l'acquisition, envisagée au second semestre 2023, pourra intervenir après levée des conditions suspensives habituelles y compris l'obtention des autorisations réglementaires requises.

La cession de Suir Engineering par Imtech

Le Groupe Imtech, détenu conjointement par Dalkia et EDF Energy, a annoncé avoir signé le 14 novembre 2022 avec le fonds d'investissement privé britannique Duke Street, un accord engageant relatif à la cession de 100 % du capital de sa filiale irlandaise Suir Engineering Ltd.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, Imtech a annoncé le 1^{er} février 2023 la finalisation de la cession de Suir Engineering Ltd. au fonds d'investissement Duke Street.

Cette transaction aura un impact sur l'endettement financier du Groupe pour 0,1 milliard d'euros en 2023.

La cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas

Le 27 septembre 2022, EDF a annoncé avoir conclu un accord pour vendre sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas. EDF détient et exploite 50 % de la centrale, conjointement avec son partenaire Pzem. EDF a signé le 27 septembre 2022 un accord avec EPH, producteur et gestionnaire du réseau d'électricité tchèque, pour la vente de la centrale.

Après obtention des autorisations réglementaires requises, le Groupe a annoncé le 25 janvier 2023 la finalisation de la cession de sa participation dans la centrale de Sloe à EPH.

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

3.1.2 Evolutions du périmètre en 2021

Sur l'exercice 2021, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes (voir note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021) :

- l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021 ;
- la cession d'Edison Norge le 25 mars 2021 ;
- la cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) le 30 avril 2021 ;
- la cession de Dalkia Wastenergy le 28 juillet 2021 ;
- la cession de la participation dans CENG le 9 août 2021 ;
- la cession de West Burton B le 31 août 2021 ;
- l'introduction en Bourse de Pod Point le 4 novembre 2021 ;

(1) Voir le communiqué de presse du Groupe du 10 février 2022 « EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power ».

- l'acquisition de Rolls-Royce Civil Nuclear I&C le 8 novembre 2021 ;
- la cession de 49 % de Edison Renewables le 3 décembre 2021 ;
- la consolidation d'IZI Solutions Renov et Hynamics.

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.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	150	69
PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	37	30

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non financiers non courants ⁽¹⁾	62	-
Actifs financiers non courants	-	-
Actifs non financiers courants ⁽²⁾	88	69
Actifs financiers courants	-	-
TOTAL DES ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	150	69

⁽¹⁾ Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles.

⁽²⁾ Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Passifs non financiers non courants ⁽¹⁾	-	-
Passifs financiers non courants	-	-
Passifs non financiers courants	37	30
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	37	30

⁽¹⁾ Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.

Au 31 décembre 2022, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- À l'actif :
 - › le complément de prix sur projet gazier Dvalin (E&P Norvège) et Cassiopea (E&P Italie),
 - › la cession en cours des actifs E&P Algérie d'Edison ;
- Au passif, le montant correspond principalement à la cession en cours d'E&P Algérie d'Edison.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2022

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » (P) : production d'énergie nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique, ...) ; commercialisation aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux particuliers. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de *trading* ;
- « **Distribution** » (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;

- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité Haute Tension et Très Haute Tension ;
- « **Réacteurs et Services (Framatome)** » (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;
- « **Services et autres activités** » (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

Les sociétés et paliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Cyclife		100,00	100,00	A
IZI Confort (ex CHAM SAS)		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
IZI Solutions		100,00	100,00	A
IZI Solutions Renov		100,00	100,00	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	100,00	P
Agregio		100,00	100,00	A
Energy2Market (E2M)		100,00	100,00	A
EDF ENR (ex ENRS)		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
France – Activités régulées				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Framatome				
Framatome	France	75,50	75,50	R
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,17	97,17	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
Lingbao ⁽¹⁾	Chine	65,00	n.c.	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres

n.c. = non consolidé.

⁽¹⁾ L'entité Lingbao est consolidée par intégration globale depuis 2022.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
EDF Renouvelables				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
Dalkia				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
Autres métiers				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citelum ⁽¹⁾	France	n.c.	100,00	A
Citégestion ⁽¹⁾	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	P
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	92,46	92,46	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

n.c. = non consolidé

⁽¹⁾ A la suite de la cession de ses filiales à d'autres entités du Groupe (Dalkia, Edison, Luminus) ou à l'extérieur du Groupe (pour des montants non significatifs) la holding Citelum n'a plus lieu d'être consolidée. Seule l'entité Citégestion reste consolidée en intégration globale.

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
Autres métiers				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) ⁽¹⁾	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	-	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	France	-	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	-	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
MiRose (EDF Invest)	États-Unis	-	50,00	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Group (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	40,00	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	50,00	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	33,33	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,67	16,67	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	40,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

⁽¹⁾La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

3.3.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2022
Edison SpA	97,17	99,48
EDF Investissements Groupe SA	92,46	50,00

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 inter secteurs. 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).

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'Electricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- « **Framatome** » qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Italie** » qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;
- « **Autre international** » qui désigne EDF International et les autres entités situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **EDF Renouvelables** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables ;
- « **Dalkia** » qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- « **Autres métiers** » qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

4.1.1 Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume -Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽⁵⁾	Éliminations inter secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	46 787	17 888	2 099	16 085	29 278	5 369	1 404	5 825	18 741	-	143 476
Chiffre d'affaires inter secteurs	1 899	194	2 023	13	24	290	754	838	983	(7 018)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	48 686	18 082	4 122	16 098	29 302	5 659	2 158	6 663	19 724	(7 018)	143 476
ÉCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	(23 144)	6 723	589	1 325	1 115	336	909	333	7 089	(261)	(4 986)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	(28 739)	3 142	271	(1 166)	481	(40)	179	120	6 650	(261)	(19 363)
Bilan :											
Goodwill	132	223	1 448	6 541	148	49	187	643	142	-	9 513
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 310	69 070	2 894	26 676	5 876	2 276	11 595	2 347	483	-	182 527
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	3 421	-	84	180	234	1 965	2 519	63	955	-	9 421
Actifs financiers et trésorerie ⁽²⁾	57 926	450	402	15 202	1 209	879	2 583	293	38 549	-	117 493
Autres actifs sectoriels ⁽³⁾	32 997	5 402	2 156	6 072	5 501	1 415	1 127	3 311	11 047	-	69 028
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-	150
TOTAL ACTIF	155 787	75 145	6 984	54 671	13 118	6 584	18 011	6 657	51 176	-	388 132
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁴⁾	(4 552)	(3 560)	(310)	(915)	(480)	(314)	(601)	(294)	(53)	-	(11 079)
Pertes de valeur	(4)	(54)	(1)	(1 447)	(68)	(57)	(129)	-	(2)	-	(1 762)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	117	48	63	9 347	479	558	916	225	519	-	12 272
Investissements corporels et incorporels	5 745	4 739	283	4 541	560	306	1 806	319	25	-	18 324
Emprunts et dettes financières	103 476	5 270	326	7 945	1 733	16 442	9 694	2 467	5 251	(56 551)	96 053
- dont dettes externes	89 547	797	267	309	902	157	3 593	347	134	-	96 053
- dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	13 929	4 473	59	7 636	831	16 285	6 101	2 120	5 117	(56 551)	-

⁽¹⁾Au 31 décembre 2022, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

⁽²⁾La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 27 369 millions d'euros en France - Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 14 000 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 29 861 millions d'euros (en « Autres métiers »).

⁽³⁾Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.

⁽⁴⁾Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

⁽⁵⁾Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 7 038 millions d'euros.

⁽⁶⁾Le montant des dettes inter secteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie Groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France - Production et Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).

4.1.2 Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisa- tion	France – Activités régulées	Framatome	Royaume - Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽⁵⁾	Éliminations inter secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	31 532	17 483	1 862	10 103	11 166	3 148	1 203	4 503	3 461	-	84 461
Chiffre d'affaires inter secteurs	1 650	81	1 500	11	46	205	564	693	444	(5 194)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	33 182	17 564	3 362	10 114	11 212	3 353	1 767	5 196	3 905	(5 194)	84 461
ÉXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	7 394	5 992	584	(21)	1 046	267	815	378	1 824	(274)	18 005
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 394	2 610	265	(2 016)	608	(475)	241	217	1 655	(274)	5 225
Bilan :											
Goodwill	126	223	1 428	8 095	108	46	185	592	142	-	10 945
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 468	67 273	2 826	24 408	5 744	2 084	10 842	2 248	578	-	177 471
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	3 474	-	70	187	178	2 071	1 453	64	587	-	8 084
Actifs financiers et trésorerie ⁽²⁾	55 415	420	323	18 949	1 512	697	1 788	262	26 099	-	105 465
Autres actifs sectoriels ⁽³⁾	22 024	4 204	1 997	5 240	5 913	1 265	1 166	2 708	14 415	-	58 932
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	69	-	-	-	-	-	69
TOTAL ACTIF	142 507	72 120	6 644	56 879	13 524	6 163	15 434	5 874	41 821	-	360 966
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁴⁾	(4 449)	(3 381)	(291)	(1 071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)	-	(10 789)
Pertes de valeur	(24)	-	(5)	(713)	149	-	(54)	(5)	(1)	-	(653)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	115	43	86	8 899	552	407	897	258	521	-	11 778
Investissements corporels et incorporels	5 327	4 784	280	4 325	592	129	1 849	295	25	-	17 606
Emprunts et dettes financières	71 214	3 386	304	5 417	1 902	13 761	7 513	2 143	3 267	(39 501)	69 406
- dont dettes externes	63 378	820	237	201	988	112	3 165	303	202	-	69 406
- dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	7 836	2 566	67	5 216	914	13 649	4 348	1 840	3 065	(39 501)	-

⁽¹⁾Au 31 décembre 2021, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

⁽²⁾La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 31 013 millions d'euros en France - Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 15 986 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 19 605 millions d'euros (en « Autres métiers »).

⁽³⁾Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.

⁽⁴⁾Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

⁽⁵⁾Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 518 millions d'euros.

⁽⁶⁾Le montant des dettes inter secteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie Groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France Production et Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut EDF Trading ;
- « **Distribution** » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;
- « **Autres** » : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités et la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque, ...).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2022 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽²⁾	47 087	17 077	511	64 675
- dont International et autres métiers	69 086	-	9 715	78 801
CHIFFRE D'AFFAIRES	116 173	17 077	10 226	143 476

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2021 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽²⁾	31 678	16 960	377	49 015
- dont International et autres métiers	27 292	-	8 154	35 446
CHIFFRE D'AFFAIRES	58 970	16 960	8 531	84 461

⁽¹⁾Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome et Dalkia.

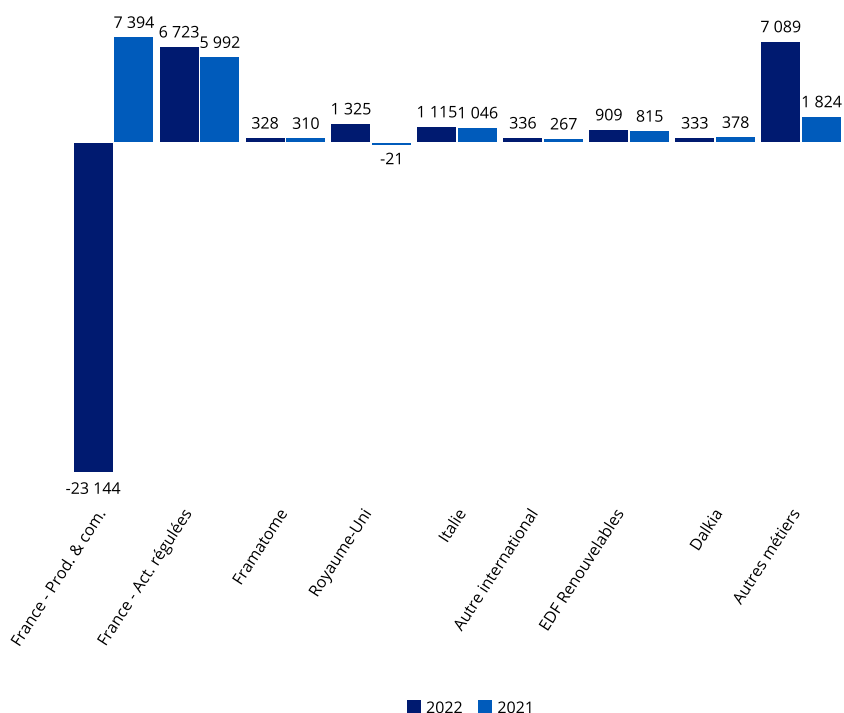
⁽²⁾La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 4.1).

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2022	2021
Chiffre d'affaires	5.1	143 476	84 461
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(121 010)	(44 299)
Services extérieurs		(15 353)	(14 145)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(4 284)	(3 698)
Production stockée et immobilisée		9 949	8 987
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		268	261
Autres consommations externes⁽¹⁾		(9 420)	(8 595)
Charges de personnel	5.3	(15 236)	(14 494)
Impôts et taxes	5.4	(3 163)	(3 330)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	367	4 262
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		(4 986)	18 005

⁽¹⁾Les autres consommations externes augmentent de 9,6% par rapport à 2021. Retraitées des effets de change et périmètre, elles augmentent de 8,4 % par rapport à 2021.

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2022 par rapport à 2021 est la suivante (voir note 4.1) :



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en forte baisse organique de 128 % soit (23 082) millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France – Activités de production et commercialisation ((30 534) millions d'euros), Autres métiers (+5 215 millions d'euros), Royaume-Uni (+1 428 millions d'euros), et France – Activités régulées (731 millions d'euros).

L'excédent brut d'exploitation négatif à hauteur de (23 144) millions d'euros du secteur **France – Activités de production** et commercialisation (en recul de 30 534 millions d'euros) s'explique par les achats d'électricité à prix de marché très élevés rendus nécessaires par le recul de la production nucléaire (-81,7 TWh), essentiellement en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, pour un impact estimé à (29) milliards d'euros. L'EBE est également pénalisé par la baisse de la production hydraulique, pour environ (2,5) milliards d'euros. Enfin la hausse des prix de marché n'a pu être répercutée aux clients que de façon limitée du fait des mesures réglementaires exceptionnelles adoptées par le gouvernement limitant la hausse des prix de vente aux consommateurs en 2022 (bouclier tarifaire et ARENH +, voir note 5.1).

Concernant les **Autres métiers**, la hausse de l'excédent brut d'exploitation de 5 215 millions d'euros s'explique principalement par la forte croissance de l'EBE d'EDF Trading en augmentation de 5 168 millions d'euros, compte tenu de la forte performance des activités dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités et dans les différentes géographies.

Au **Royaume-Uni**, l'amélioration de l'excédent brut d'exploitation de 1 428 millions d'euros s'explique principalement par la hausse de la production nucléaire (+5 %). L'activité de commercialisation est impactée négativement par la répercussion partielle de hausse des prix aux clients particuliers, malgré des augmentations importantes du tarif plafonné. Enfin, les charges opérationnelles sont en baisse en raison principalement de la fermeture des centrales de Dungeness B, Hinkley Point B et Hunterston B.

L'excédent brut d'exploitation du secteur **France – Activités régulées** est en croissance de 731 millions d'euros, principalement sous l'effet de la rétrocession accordée par RTE au titre des recettes d'interconnexions suite à la délibération de la CRE n°2022-296 du 17 novembre 2022, fixé par la décision n°2023-50 du 31 janvier 2023 pour un montant estimé à 1 723 millions d'euros, et par un effet prix défavorable sur les achats de pertes en lien avec l'évolution des prix de marché, pour un montant estimé à 1 milliard d'euros.

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.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

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) ;
- 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, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de *trading* pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et *options*.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO₂, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de garanties de capacités de production électrique.

EDF Trading intervient également sur les marchés non régulés d'Amérique du Nord dans le cadre de son activité de commercialisation.

En ce qui concerne le GNL, les activités d'optimisation (comptabilisée en tant qu'activité conjointe) et de *trading* (comptabilisée sous forme de coentreprise) sont réalisées au travers de sa participation dans JERA Global Markets, codétenue par JERA.

Mécanisme de capacité

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

Dispositif français : La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des Certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des Certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables), en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 29 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2021-370 du 16 décembre 2021, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, vecteur de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1^{er} mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Une nouvelle phase de consultation sur les modifications structurelles du mécanisme est ouverte depuis avril 2022. Le futur mécanisme pourrait être déployé à partir de l'année de livraison 2026, sous réserve d'un avis favorable de la Commission européenne à l'issue des délais nécessaires à son examen.

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

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix (€/kW)	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2	26,2

L'année de livraison 2023 a été ouverte aux sessions de marché en 2022. Depuis, six sessions de marché ont eu lieu. Elles ont révélé les prix suivants : 42,4 €/kW en mars ; 42,5 €/kW en avril ; 41,9 €/kW en juin ; 41,9 €/kW en septembre ; 45,0 €/kW en octobre et 60,0 €/kW en décembre.

Quatre sessions de marché se sont également tenues en 2022 pour l'année de livraison 2024 et ont donné les résultats suivants : 20 €/kW en avril et en juin, 34,1 €/kW en octobre et 23,1 €/kW en décembre.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH est réputé intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - › exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
 - › acteurs obligés : sur les 5 mois de la période de pointe;
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de Certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêt, si la valeur de réalisation de ce stock de Certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

Dispositif britannique : le mécanisme, instauré en 2014, vise à sécuriser l'approvisionnement en électricité en assurant une rémunération aux producteurs pour leurs capacités de production fiables, en sus du chiffre d'affaires généré par leurs ventes d'électricité, afin de toujours couvrir les besoins en énergie. Il repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique « National Grid » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer, des enchères complémentaires sont organisées un an avant la livraison. L'année de livraison couvre la période du 1^{er} octobre au 30 septembre. Les fournisseurs de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité et sont passibles de sanction en cas de non-respect de leurs obligations.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est enregistrée 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.

Le gouvernement a apporté, au fil du temps, plusieurs changements au fonctionnement détaillé du marché de capacité dans le but de s'assurer qu'il continue d'atteindre son objectif de manière efficace. Cependant, les grands principes du mécanisme sont restés inchangés.

Le gouvernement étudie actuellement les options de réforme du marché de la capacité afin d'améliorer l'assurance de livraison et de soutenir l'alignement sur l'objectif net zéro et son engagement à fournir un système électrique décarboné d'ici 2035, sous réserve de la sécurité d'approvisionnement. Il pourrait également envisager d'autres modifications dans le cadre de l'examen des accords sur le marché de l'électricité (REMA). Les principales mesures actuellement à l'étude comprennent le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en modifiant les exigences relatives à la démonstration de l'atteinte des performances et en augmentant les sanctions en cas de non-livraison en période de tension du système ; et l'alignement du marché de capacité sur l'objectif net zéro en introduisant des limites d'émission beaucoup plus strictes à partir d'octobre 2034 pour les nouvelles centrales.

Comme pour les modifications précédentes du marché de capacité, la modification des règles devrait s'appliquer à tout nouvel accord de capacité attribué, mais ne modifierait pas sensiblement les droits et obligations des fournisseurs de capacité à l'égard des accords de capacité existants.

Dispositif italien : un mécanisme de capacité a été mis en place en 2019 dont les règles ont été approuvées par un décret du ministère du Développement économique du 28 juin 2019.

Ce mécanisme repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par Terna, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché *day-ahead* (*Mercato del Giorno Prima*) et sur le marché d'ajustement (*Mercato per il Servizio di Dispacciamento*). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix supérieur à un prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à Terna.

Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023 et Edison a été retenu à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 3,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75k €/MW pour les nouvelles installations et 33 k€/MW pour les capacités existantes. En février 2022, une nouvelle enchère pour 2024 a eu lieu, la capacité offerte par Edison de 2,3 GW a été entièrement retenue pour un prix annuel de 33 k€/MW pour les centrales existantes.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à Terna ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

5.1.1 Evolutions réglementaires en France

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

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.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRVE au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition 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.

Mouvements tarifaires

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

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE propose que cette évolution s'applique à compter du 1^{er} août 2021.

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un « bouclier tarifaire » basé sur le principe d'une augmentation maximale des tarifs réglementés de vente (TRVE) de 4 % TTC au 1^{er} février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1^{er} août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finance du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 met en œuvre une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) appliquée depuis le 1^{er} février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1€/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant, par arrêté conjoint des ministres de l'économie et de l'énergie, les TRVE et le tarif de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Elles concernent notamment l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2022. Cette proposition, qui n'intégrait pas les conséquences du décret du 11 mars 2022 précisant les modalités de mise à disposition de 20 TWh d'électricité par EDF entre le 1^{er} avril 2022 et le 31 décembre 2022 aux fournisseurs éligibles à l'ARENH (détaillé ci-après), est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n°2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels à 4 % TTC (soit 24,3 % HT) et celle des tarifs bleus non résidentiels à 4 % TTC (soit 23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mis en œuvre à compter du 1^{er} février 2022.

Dans une délibération du 7 juillet 2022, la CRE a proposé une augmentation de 3,92 % TTC (soit 4,10 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 3,56 % TTC (soit 3,73 % HT) des tarifs bleus non résidentiels qui serait applicable à compter du 1^{er} août 2022, et traduisant principalement l'augmentation du TURPE distribution au 1^{er} août 2022. En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 et du « bouclier tarifaire », l'arrêté du 28 juillet 2022 publié au Journal officiel du 31 juillet 2022 s'oppose aux évolutions tarifaires proposées par la CRE. Par conséquent, les grilles tarifaires en vigueur ont été maintenues au 1^{er} août 2022.

La loi de finances pour 2023 du 30 décembre 2022 modifie les dispositions de la loi de finances pour 2022 afin d'étendre le bénéfice du bouclier tarifaire à l'ensemble des clients éligibles au tarif réglementé de vente en 2022 et de compenser les ELD pour leurs offres au TRV et les fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non-résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE).

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} janvier 2021 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20,0 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023

En ce qui concerne l'année 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15 % TTC par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles.

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

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les ELD pour leurs offres au tarif réglementé et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non-résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE). EDF a ainsi reconnu à ce titre une créance à hauteur de 1 571 millions

d'euros en 2022 (voir notes 5.5.1 et 13.5.4).

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

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

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

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

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

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

TURPE 6 Distribution et Transport

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

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n°2021-13 du 21 janvier 2021, portant la décision sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-158 du 9 juin 2022 la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1^{er} août 2022 à + 2,26 %.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne, à + 1,09 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-157 du 9 juin 2022 l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1^{er} août 2022 à - 0,01 %.

Par sa délibération n°2022-317 du 1^{er} décembre 2022, la CRE a adapté le cadre de régulation pour prendre en compte dans le TURPE 6 HTB et dans le TURPE 6 HTA-BT l'impact des prix de gros de l'électricité sur l'activité de RTE et d'Enedis, notamment en recentrant certaines incitations sur le volume des achats de pertes plutôt que sur les prix.

En outre, dans une autre délibération n°2022-323 du 8 décembre 2022, la CRE a décidé de mettre en œuvre un versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de RTE. Dans le contexte de forte croissance et de volatilité des prix de gros de l'électricité au niveau européen, cet excédent versé au CRCP, au titre de l'année 2022, provient essentiellement de recettes d'interconnexions particulièrement élevées. Cette restitution aura un effet direct pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport exploité par RTE, qui bénéficieront d'un versement unique de RTE avant le 15 mars 2023. Enedis, en tant que principal utilisateur du réseau de RTE, bénéficiera de ce versement anticipé. Le Groupe a ainsi reconnu à ce titre un avoir à recevoir de RTE d'un montant de 1 723 millions d'euros (voir note 13.3.4).

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les TRVE donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé. Le 23 décembre 2016, la société ENGIE avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par ENGIE pour contester la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil constitutionnel dans sa décision n°2019-776 du 19 avril 2019. La procédure devant le Tribunal de commerce de Paris est close depuis le 11 avril 2022, le Tribunal de commerce ayant constaté la péremption de l'instance.

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.

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 l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseau publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Electricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération du 13 juillet 2022, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 158,1 millions d'euros au titre de 2022.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 30 novembre 2022 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2022. Ainsi, la contribution forfaitaire de Strasbourg Electricité Réseaux s'élève à 1,6 millions d'euros et celle d'Enedis à 27,41 millions d'euros, Enedis étant par ailleurs le gestionnaire désigné par la CRE pour assurer la collecte et le versement des contributions FPE pour l'ensemble des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

ARENH

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

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

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

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

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures comprennent principalement la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels sur la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire à un prix de 256,98 €/MWh (moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale sur l'année 2022). La CRE alloue les volumes additionnels entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1^{er} janvier 2022. En pratique, la CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'ARENH additionnel.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n°2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût de *sourcing* (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. Conformément à la délibération de la CRE précitée, EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Les effets de cette mesure sont ainsi principalement de deux ordres pour le Groupe :

- la nécessité d'acheter ces 19,5 TWh d'électricité à 256,98 €/MWh aux fournisseurs éligibles (soit 5,011 milliards d'euros) afin de leur vendre concomitamment des volumes équivalents à 46,20 €/MWh (soit 900 millions d'euros), avec un coût net (intégrant le coût des garanties de capacité) de 4,1 milliards d'euros pour la période du 1^{er} avril 2022 au 31 décembre 2022 ; et
- une diminution des prix de vente aux clients, qu'ils soient au TRVE ou en offre de marché, du fait de l'augmentation de la part relative d'ARENH par rapport au prix de marché dans l'empilement des coûts pris en compte pour le calcul des TRVE et des offres de marché. S'agissant des offres au TRVE, l'impact incrémental de la mesure sur l'exercice 2022 est limité du fait de la mise en œuvre du « bouclier tarifaire » présenté ci-dessus, qui limitait d'ores et déjà l'augmentation des TRVE, mais elle a pour effet de limiter l'écart entre le tarif gelé et le tarif qui aurait été appliqué en l'absence de bouclier tarifaire en 2022.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, EDF a annoncé qu'elle prendrait toutes mesures de nature à préserver ses droits en relation avec le décret du 11 mars 2022 mentionné ainsi qu'avec les quatre arrêtés qui complètent le dispositif en cause.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés.

En parallèle, EDF a adressé à la Première ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place de ce dispositif gouvernemental en cause, évalué à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Ce recours devant le Tribunal administratif de Paris vise à obtenir l'indemnisation par l'État des préjudices subis directement par EDF du fait de la mise en place du Dispositif. Ces préjudices représentent un montant en principal estimé à 8,34 milliards d'euros, dont les principaux chefs sont les suivants :

- le coût de l'opération par laquelle EDF a acheté (à un prix de 256,98 euros par MWh) puis revendu aux fournisseurs alternatifs (à un prix de 46,2 euros par MWh) des volumes d'électricité et les garanties de capacité associées dans le cadre du dispositif ;
- les effets directs et certains du dispositif sur le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité (EDF étant le principal fournisseur d'électricité à ces tarifs réglementés) du fait de la méthode de calcul de ces tarifs définis par le Code de l'énergie ;
- les effets directs et certains de la répercussion du dispositif sur le niveau des offres de marché d'EDF en application de la délibération du 31 mars 2022 prise par la Commission de régulation de l'énergie fixant les modalités de répercussion du dispositif aux clients dans les offres de fourniture.

Le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation déposé par EDF le 9 août 2022 (voir note 2). La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le Tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF du fait du Dispositif se poursuit.

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2022, par sa délibération n°2022-287 du 10 novembre 2022, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n°2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2023 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs.

Au cours de l'année 2022, la CRE a notifié à EDF la cessation de livraisons d'ARENH pour trois fournisseurs alternatifs du fait de leur liquidation judiciaire ou de la suspension de leur autorisation de fourniture. Lors du guichet de mai 2022, les volumes ARENH non livrés par EDF du fait (i) de la liquidation judiciaire de fournisseurs défaillants et (ii) de l'absence de mise en œuvre de modalités de rétrocession de la valeur aux fournisseurs de secours, ont été remis en jeu par la CRE (21,9 MWh) au guichet de novembre.

Concernant le guichet de novembre 2022, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2023 s'est élevée à 148,87 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,56 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 148,30 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,6 TWh).

Par ailleurs, s'agissant d'une éventuelle évolution vers une nouvelle régulation du parc nucléaire d'EDF, comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020. La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avaient confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Depuis 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant (voir note 10.8).

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2022	2021
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	129 831	77 432
- dont ventes d'énergie ⁽¹⁾	109 281	56 866
- dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement ⁽²⁾)	20 550	20 566
Autres ventes de biens et de services	6 607	5 511
Trading	7 038	1 518
CHIFFRE D'AFFAIRES	143 476	84 461

⁽¹⁾En 2022, les ventes d'énergie incluent 12 229 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 623 millions d'euros en 2021. 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 2022, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et Dalkia (électricité). En 2021, il s'agissait de la France – Activités de production et de commercialisation (gaz) et l'Italie (électricité).

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

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2022 est en hausse de 69,4 % soit + 58,6 milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne la majorité des segments, en lien avec l'augmentation du prix des énergies et a généralement des effets neutres ou modérés en EBE, voire négatifs. Elle est portée en particulier par les secteurs : France – Activités de production et commercialisation (+15,2 milliards d'euros), Italie (+18 milliards d'euros), Autres métiers (+15,5 milliards d'euros), Royaume-Uni (+6,2 milliards d'euros), Autres international (+1,9 milliard d'euros) et Dalkia (+ 1,3 milliard d'euros). Le chiffre d'affaires des segments moins ou peu exposés aux effets prix de marché des énergies (EDF Renouvelables, Framatome) est en croissance par rapport à 2021.

Le chiffre d'affaires du secteur **France – Activités de production** est en hausse organique de +15,2 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix évalués à +7,2 milliards d'euros, toutefois limités par les mesures mises en place au titre du « bouclier tarifaire » et la rétrocession aux clients des effets du dispositif ARENH+. Les effets volumes (climat, effets portefeuille, moindres consommations notamment sur le dernier trimestre 2022) sont évalués à environ (1,2) milliard d'euros. Le chiffre d'affaires est également porté par l'impact de la revente de l'électricité issue des obligations d'achat pour +4 956 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat). Ce montant intègre également le chiffre d'affaires lié aux ventes d'ARENH complémentaire aux fournisseurs alternatifs pour +895 millions d'euros (effet négatif en EBE - voir notes 5 et 5.1.1). Enfin, cette progression est accentuée par la bonne performance des filiales d'agrégation, à hauteur de +2 404 millions d'euros (sans impact significatif sur l'EBE).

La hausse organique du chiffre d'affaires de **l'Italie** pour + 18 milliards d'euros provient du segment Gaz à hauteur de 13,4 milliards d'euros, qui s'explique principalement par des effets prix favorables, et dans une moindre mesure par la hausse des volumes vendus et du segment Electricité pour 4,6 milliards d'euros, principalement lié à des effets prix.

La croissance organique du chiffre d'affaires des **Autres métiers** de + 15,5 milliards par rapport à 2021, provient essentiellement des activités gazières (+10 milliards d'euros) sous-tendue par la hausse des prix de marché de gros du gaz et celle des volumes vendus, et de la marge d'EDF Trading (+5,5 milliards d'euros), du fait de la performance des activités de *trading* réalisées en Europe et aux États-Unis dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités.

La hausse organique du chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** pour + 6,2 milliards d'euros par rapport à 2021, s'explique principalement par l'impact de la hausse des prix de l'énergie et à une production nucléaire en hausse de +1,9 TWh en lien avec une bonne disponibilité du parc et à un programme de maintenance moins chargé, malgré la fermeture de Hunterston B en janvier 2022 et de Hinkley Point B en août 2022. Les différentes mesures de soutien mises en place par le gouvernement britannique en BtC et en BtB à partir de septembre 2022 sont directement prises en charge par l'État auprès des clients finaux, et sont donc sans effet sur le niveau du chiffre d'affaires reconnu conformément à IFRS 15.

La hausse organique du chiffre d'affaires du segment **Autre international** de + 1,9 milliards d'euros s'explique principalement par la hausse du chiffre d'affaires en Belgique de 1,8 milliard d'euros (essentiellement Luminus). Cette évolution résulte d'effets prix en électricité et en gaz.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** en hausse organique de + 1,3 milliard d'euros, résulte principalement de la hausse des prix du gaz. Il bénéficie également du dynamisme commercial au Royaume-Uni et en France.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

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

(en millions d'euros)	2022	2021
Achats consommés de combustible – production d'énergie ⁽¹⁾	(34 509)	(14 973)
Achats d'énergie ⁽¹⁾	(81 943)	(21 417)
Charges de transport et d'acheminement	(6 142)	(8 088)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(6)	(10)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	1 590	189
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(121 010)	(44 299)

⁽¹⁾En 2022, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 2 927 et 41 458 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 864 et 4 167 millions d'euros en 2021. En 2022, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2021, il s'agissait des mêmes secteurs.

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

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 76,6 milliards d'euros par rapport à 2021, principalement sur les secteurs France - Activité de production et commercialisation pour 42,2 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), Italie pour 17,7 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz présentés sur la ligne « Achats consommés de combustible - production d'énergie »), Autres métiers (principalement au sein des activités gazières pour 9,8 milliards d'euros) et Royaume - Uni pour 5 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité). En France, cette hausse s'explique principalement par les achats réalisés à prix élevés sur le marché, environ 30 milliards d'euros en variation, induits par la moindre production nucléaire (81,7 TWh), en particulier en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte ; elle intègre également les achats réalisés dans le cadre du dispositif spécifique d'ARENH complémentaire (5 milliards d'euros sur 2022, voir note 5.1.1).

Le montant des achats d'énergie réalisés dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France (inclus dans la ligne « Achats d'énergie ») est en légère diminution, portée par un effet volume de -8 %.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Rémunérations	(10 254)	(9 351)
Charges de sécurité sociale	(2 208)	(2 059)
Intéressement et participation	(333)	(319)
Autres contributions liées au personnel	(352)	(350)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(226)	(219)
Avantages à court terme	(13 373)	(12 298)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 096)	(1 029)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(855)	(1 003)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 951)	(2 032)
Autres avantages à long terme	121	(132)
Indemnités de fin de contrat	(33)	(32)
Autres charges de personnel	88	(164)
CHARGES DE PERSONNEL	(15 236)	(14 494)

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +4,2 % par rapport à 2021.

L'augmentation des rémunérations est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place dans les différentes entités du Groupe en 2022 en lien avec le niveau d'inflation.

Les charges de personnel relatives aux régimes à prestations définies diminuent suite à la réforme des régimes chez EDF Energy (voir note 16).

Les charges de personnel relatives aux autres avantages long terme incluent l'effet favorable de l'augmentation du taux d'actualisation en France (voir note 16.1.3).

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2022	2021
Statut IEG	94 232	94 775
Autres	70 796	68 648
EFFECTIFS MOYENS	165 028	163 423

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans la section 3.3.3.9 « Détails des effectifs du Groupe » du Document d'enregistrement universel 2022.

5.4 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts et taxes sur rémunérations	(310)	(301)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 623)	(1 672)
Autres impôts et taxes	(1 230)	(1 357)
IMPÔTS ET TAXES	(3 163)	(3 330)

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 6,2 % par rapport au 31 décembre 2021, principalement en lien avec l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans son plan de relance.

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.

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

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

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

S'agissant du groupe EDF, sont notamment concernés nos activités en France, en Belgique et en Italie.

En France, le mécanisme prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente avec trois périodes de taxation : juillet 2022/novembre 2022, décembre 2022/juin 2023 et juillet 2023/décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre les déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente.

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

Par conséquent, au sein du groupe EDF en France, sont concernées par la CRI, EDF SA ainsi que les entités françaises des groupes Dalkia (14 millions d'euros) et EDF Renouvelables (37 millions d'euros) au titre respectivement de leur production sous forme de cogénération ou d'ENR en 2022.

S'agissant d'EDF SA, l'entreprise présente une rente marginale largement négative pour la première période de taxation en 2022, ainsi que pour le mois de décembre 2022 au titre de la deuxième période, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire (-81,7 TWh). Aucune taxe n'est donc due au titre de la production d'électricité 2022.

Enfin, le groupe EDF est également soumis aux dispositions du règlement européen principalement en Belgique au titre de la production d'origine nucléaire et renouvelables à hauteur de 49 millions d'euros au titre de 2022 avec un seuil de 130 €/MWh et une taxation à 100 %. En Italie le groupe Edison est principalement concerné par des mesures de suppléments d'impôts sur les bénéfices (voir note 9).

5.5 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2022	2021
Subventions d'exploitation	5.5.1	1 055	5 685
Résultat de déconsolidation	5.5.2	168	302
Résultat de cession d'immobilisations	5.5.2	(167)	(29)
Dépreciations/reprises nettes des actifs courants	5.5.3	(307)	124
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation ⁽¹⁾		(1 059)	(381)
Autres produits et charges	5.5.4	677	(1 439)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		367	4 262

⁽¹⁾ Voir notes 15.1.1.1 et 17.2.

5.5.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de Service public de l'énergie à compenser au titre de 2022, qui se traduit dans les comptes par un produit de 808 millions d'euros en 2022. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de Service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. A *contrario* les charges de Service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1).

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

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de Service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de Service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser. Initialement compensées *via* deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général, les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1^{er} janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2022 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2022 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 8,4 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges liées aux boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE), sont reversées directement au Budget Général. La taxe TICFE/CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de cette taxe était fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau est resté inchangé jusqu'à fin 2021. La mise en place du bouclier tarifaire pour l'électricité a eu pour effet de réduire à son niveau minimal le niveau de la Taxe soit 1€/MWh pour les particuliers et 0,5 €/MWh pour les professionnels.

Conformément au décret n°2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de Service public de l'énergie, la CRE a publié, de manière exceptionnelle en 2022, 2 délibérations : la première (n°2022-202) en date du 13 juillet, la seconde (n°2022-272) en date du 3 novembre, constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2023, la reprévision des charges au titre de 2022, ainsi que les charges constatées au titre de 2021. En effet, la forte évolution de paramètres structurants a conduit la CRE à actualiser en novembre ses prévisions de juillet 2022.

5.5.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2022 les plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 192 millions d'euros (245 millions d'euros en 2021).

En 2021, ils intégraient également des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et la plus-value de cession d'IDG (réseau de distribution de gaz en Italie) (voir note 3.1.2).

5.5.3 Dépréciations et reprises nettes des actifs courants

Les dépréciations et reprises nettes des actifs courants intègrent principalement en 2022 des dépréciations de créances clients au Royaume-Uni et en Belgique (voir note 13.3).

5.5.4 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les coûts relatifs aux Certificats d'économies d'énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France. L'évolution favorable des autres produits et charges sur l'année 2022 s'explique principalement par le déplaçonnement des avoirs sur compléments de rémunération correspondant à l'impact de la loi de Finance Rectificative (article 38 de la loi de Finances Rectificative pour 2022 et arrêté du 28 décembre 2022 publié au Journal officiel du 31 décembre 2022) et à la hausse des prix spot ayant comme conséquence de générer pour les producteurs des primes négatives dont ils sont redevables.

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 dispositif de soutien 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. A l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France.

Ils comprennent également depuis le premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n°1 le 22 février 2020 et du réacteur n°2 le 30 juin 2020.

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, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation 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), qui seront effectués sur une période de quatre ans au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.5) ;

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 lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

A 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 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague. Le décret de démantèlement est attendu pour 2026.

Les charges et les produits liés à la fin d'exploitation suite à l'arrêt des deux tranches comprennent principalement au 31 décembre 2022 :

- des charges à hauteur de 98 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 48 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 47 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 46 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Certificats d'économie d'énergie

Principes et méthodes comptables

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

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'arrêt sont comptabilisées en

stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des Certificats d'économies d'énergie 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.

Mécanisme réglementaire en France

La 4^e période s'est achevée le 31 décembre 2021. Malgré le fort relèvement du niveau d'obligations d'économie d'énergie, le groupe EDF a rempli son obligation et dispose d'un stock pour le début de la 5^e période.

Le décret n°2021-712 relatif à la 5^e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroît l'efficacité du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc pour la période (obligation Précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

Cependant, au regard de la faiblesse des prix de marché observés sur les premiers mois de la 5^{ème} période CEE (1^{er} semestre 2022), le nombre de travaux d'économie d'énergie engagés a fortement baissé. Afin de relancer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a décidé de réviser à la hausse les obligations CEE de la 5^{ème} période.

Ce nouveau décret acte ainsi le relèvement de l'obligation de la P5 (2022-2025) comme suit :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec +200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec +400 TWhc sur 2023- 2025.

Ainsi, entre la 4^{ème} période CEE (2018-2021) et la 5^{ème} période CEE (2022-2025), l'obligation CEE aura augmenté de manière importante (3 100 TWhc versus 2 133 TWhc).

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

Principes et méthodes comptables

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

(en millions d'euros)

	2022	2021
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE TRADING	(849)	(215)

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading passent de (215) millions d'euros au 31 décembre 2021 à (849) millions d'euros au 31 décembre 2022, principalement en lien avec la forte volatilité des prix observés en 2022 sur les marchés des commodités (électricité et gaz).

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (687) millions d'euros au 31 décembre 2022. Ils comprennent principalement :

- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (638) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- le résultat de cession d'EDF Energy Services LLC (activité de commercialisation d'énergie d'EDF Trading North America, voir note 3.1) et de Dalkia Russie (voir communiqué de presse de Dalkia du 23 mai 2022 en note 1.4.3), ainsi que des compensations versées à des partenaires pour un montant net de 68 millions d'euros ;

- la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) pour (64) millions d'euros (voir note 14.1) ;
- des provisions en lien avec les procédures civiles, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5).

S'agissant de l'ORS, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 11 mai 2022, le principe d'une opération d'actionnariat salarié. L'opération s'est traduite par une augmentation de capital pour le Groupe avec l'émission de 18 100 741 nouvelles actions EDF le 25 juillet 2022.

Le prix de souscription des actions a été fixé le 28 juin 2022. Il comporte une décote de 30 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris, durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix. La charge correspondant à cette décote est comptabilisée en contrepartie des réserves Groupe au sein des « Autres variations ».

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (1 123) millions d'euros au 31 décembre 2021. Ils comprenaient principalement :

- le produit de 505 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre Areva et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2), pour un montant de 563 millions d'euros, après déduction, principalement, des montants encaissés pour compte de tiers, et d'actifs antérieurement comptabilisés au bilan ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (573) millions d'euros au 31 décembre 2021 (surcoûts anormaux au sens de l'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- les résultats de cession de Dalkia Wastenergy et de la participation dans CENG pour un montant total de (286) millions d'euros (voir note 3.1) ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de (164) millions d'euros, incluant la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacités (voir notes 2 et 10.8) ;
- des provisions en lien avec les procédures civile, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5) ;
- une provision en lien avec des procédures contentieuses en cours avec l'Autorité de la concurrence (ADLC) (voir note 17.3.6).

Les autres produits et charges d'exploitation comprennent également des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

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

(en millions d'euros)	2022	2021
Charges d'intérêts sur opérations de financement ⁽¹⁾	(1 940)	(1 494)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(31)	15
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	89	32
Résultat net de change sur endettement	152	(12)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 730)	(1 459)

⁽¹⁾Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2022 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (77) millions d'euros ((75) millions d'euros en 2021).

Les charges d'intérêts sur opérations de financement sont en hausse de 446 millions d'euros ; cette hausse s'explique dans des proportions équivalentes par un effet taux dans un contexte de hausse des taux d'intérêt et par un effet volume du fait de l'augmentation de l'endettement financier net du Groupe.

8.2 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 ce produit / (charge) est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2022	2021
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(663)	(498)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	770	(2 109)
Autres provisions et avances	67	(63)
EFFET DE L'ACTUALISATION	174	(2 670)

⁽¹⁾Voir note 16.1.3.

⁽²⁾Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3).

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31 décembre 2022 s'explique par la hausse du taux d'actualisation réel applicable au 1^{er} janvier 2023 (en France : +1,6 % contre -0,4 % au 1^{er} janvier 2022).

Le produit d'actualisation sur les provisions nucléaires au 31 décembre 2022 s'explique par une augmentation du taux d'actualisation réel en France de 50 points de base sur 2022, après une baisse de 10 points de base en 2021. Sur la France, l'effet de la désactualisation est un produit net de 813 millions d'euros, comprenant principalement la charge de désactualisation pour 1 830 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs représentant un produit de 2 548 millions d'euros (voir note 15.1).

8.3 Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)	2022	2021
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	95	38
Produits / (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	311	312
Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	345	673
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	(3 272)	2 683
Autres charges financières	(433)	(217)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	75	120
Produits sur les actifs de couverture	419	319
Intérêts d'emprunts capitalisés	463	561
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(1 997)	4 489

Les « Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2022 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 467 millions d'euros (605 millions d'euros en 2021) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de (122) millions d'euros (dont (68) millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 68 millions en 2021 (dont 41 millions d'euros en 2021 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2022, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour (3 272) millions d'euros dans un contexte de marchés baissiers dont (3 096) millions d'euros sur les actifs dédiés.

En 2021, les autres produits et charges financiers incluent des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 683 millions d'euros dans un contexte de marchés haussiers dont 2 739 millions d'euros sur les actifs dédiés.

Note 9 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'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés 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 scénarii 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. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction, qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

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.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum. Ainsi, en décembre 2021, l'Organisation pour la Coopération et le Développement Economiques (OCDE) a publié un projet de réforme des règles fiscales internationales proposant notamment l'instauration d'une imposition minimale de 15% sur les bénéfices réalisés par les groupes multinationaux (dispositif dit « Pilier 2 »). A la date de publication des états financiers, aucune juridiction où le Groupe exerce ses activités n'a transposé ces dispositions dans sa législation nationale. Le Groupe suit de près l'avancement du processus législatif dans chaque juridiction où il exerce ses activités, afin d'être en mesure de mettre en œuvre le dispositif lorsqu'il sera adopté.

Sur la base de l'accord à date et des taux d'impôt actuellement en vigueur dans les pays d'implantation du Groupe et sous réserve du développement des activités futures du Groupe ou d'évolutions législatives dans les pays d'implantation d'ici l'entrée en vigueur du texte, le Groupe ne s'attend pas à des impacts significatifs de ce projet de réforme en matière d'imposition sur les bénéfices.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

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

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts courants	(1 894)	(2 016)
Impôts différés	5 820	616
TOTAL	3 926	(1 400)

En 2022, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (562) millions d'euros et des autres filiales pour (1 332) millions d'euros (respectivement (1 679) millions d'euros et (337) millions d'euros en 2021).

La hausse du produit d'impôt différé, 5 820 millions d'euros en 2022 contre 616 millions d'euros en 2021, s'explique principalement par les résultats déficitaires de l'exercice.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	(22 916)	5 585
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	28,41 %
Charge théorique d'impôt	5 917	(1 587)
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	145	(349)
Différences permanentes ⁽²⁾	(336)	(160)
Impôts sans base ⁽³⁾	(478)	727
Actifs d'impôts différés non reconnus ⁽⁴⁾	(1 320)	(36)
Autres	(2)	5
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	3 926	(1 400)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	17,13 %	25,09 %

Le produit d'impôt sur les résultats s'élève à 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,13 % (contre 1 400 millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 %).

La variation de 5 326 millions d'euros entre la charge d'impôt 2021 et le produit d'impôt 2022 est essentiellement liée à la diminution de 28 501 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant un produit d'impôt supplémentaire de 7 359 millions d'euros.

Le produit d'impôt est affecté de l'effet défavorable en 2022 de certaines décisions intervenues sur les contentieux fiscaux (voir note 17.3.1), des taxes exceptionnelles sur les surprofits réalisés par les entreprises productrices d'électricité mises en place en Italie, des pertes de valeur constatées sur l'exercice et de l'absence d'effet favorable équivalent à celui de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en 2021 en Italie.

Il intègre également l'effet défavorable de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs en France, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis.

Contrairement à 2021, le Groupe n'a pas subi de hausse de taux normatif d'imposition dans les pays où il est implanté.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités et les contentieux fiscaux), le taux effectif d'impôt ressort à 18,0 % au 31 décembre 2022 contre un taux de 21,3 % au 31 décembre 2021.

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

- pour 2022 :
 - ⁽¹⁾ l'impact favorable pour 145 millions d'euros des différences de taux d'imposition, principalement au Royaume-Uni où le taux d'imposition normatif applicable en 2022 est de 19 %,
 - ⁽²⁾ les provisions et pertes de valeurs, pour (279) millions d'euros,
 - ⁽³⁾ l'impact défavorable des taxes exceptionnelles sur les profits en Italie, pour (317) millions d'euros, et de contentieux fiscaux pour (346) millions d'euros, partiellement compensés par l'effet favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de TSDI, pour 156 millions d'euros,
 - ⁽⁴⁾ la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (1 320) millions d'euros, dont (1 551) millions d'euros provenant du groupe fiscal en France (voir note 9.4), partiellement compensés par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 296 millions d'euros ;
- pour 2021 :
 - ⁽¹⁾ l'impact défavorable pour 359 millions d'euros des différences de taux d'imposition lié à l'augmentation du taux normatif d'imposition au Royaume-Uni de 19 % à 25 % à partir de 2023,
 - ⁽³⁾ les impacts favorables de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie pour 422 millions d'euros et de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (pour 157 millions d'euros),
 - ⁽⁴⁾ la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (36) millions d'euros, dont (309) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur l'année sur la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 191 millions d'euros.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts différés actifs	1 667	1 150
Impôts différés passifs	(2 401)	(3 115)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	(734)	(1 965)
Variation en résultat net	5 820	616
Variation en capitaux propres	2 323	694
Écarts de conversion	79	(93)
Mouvements de périmètre	13	28
Autres mouvements	(338)	(14)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	7 163	(734)
Dont impôts différés actifs	8 696	1 667
Dont impôts différés passifs	(1 533)	(2 401)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2022 est liée à hauteur de 558 millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((510) millions d'euros sur l'exercice 2021) ainsi qu'à hauteur de 1 181 millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures ((1 223) millions d'euros sur l'exercice 2021).

9.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 074)	(6 201)
Provisions pour avantages du personnel	3 927	4 706
Autres provisions et pertes de valeur	741	346
Instruments financiers	2 401	1 408
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	9 555	2 004
Autres	507	1 080
Impôts différés actifs et passifs	11 057	3 343
Impôts différés actifs non reconnus	(3 894)	(4 077)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS	7 163	(734)

Au 31 décembre 2022, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 894 millions d'euros (4 077 millions d'euros au 31 décembre 2021) et se situent principalement en France, en Italie et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 952 millions d'euros (2 913 millions d'euros au 31 décembre 2021) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel et aux déficits générés en 2022. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

En Italie, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 309 millions d'euros est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 490 millions d'euros (730 millions d'euros en 2021) est principalement liée à des déficits dont l'expiration se situe entre 2026 et 2037 (concernant les déficits générés avant le 31 décembre 2017 et les moins-values à long terme), ou à un horizon illimité (concernant les déficits générés après 2017).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 7 898 millions d'euros (1 140 millions d'euros en 2021) et se situent principalement en France pour 6 890 millions d'euros (51 millions d'euros en 2021), aux États-Unis pour 430 millions d'euros (286 millions d'euros en 2021) et au Royaume-Uni pour 306 millions d'euros (548 millions d'euros en 2021).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 6 812 millions d'euros (soit un IDA brut de 7 872 millions d'euros déprécié à hauteur de 1 060 millions d'euros) reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) de 30 426 milliards d'euros au 31 décembre 2022. Cette perte fiscale portée par EDF SA est principalement due à une production nucléaire exceptionnellement très faible (-81,7 TWh, soit - 23 % par rapport à 2021), en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, qui a conduit EDF à devoir acheter des volumes d'électricité très significatifs sur les marchés à des prix très élevés tout au long de l'année, et qui a pénalisé le résultat fiscal d'environ 29,1 milliards d'euros.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France et les règles d'imputation des déficits reportables à hauteur de 50 % des bénéfices suivants, il est estimé probable que l'impôt différé actif brut de 7 872 millions d'euros soit recouvré sur une durée supérieure à 10 ans, ce qui a conduit à enregistrer une dépréciation à hauteur de 1 060 millions d'euros. Ces projections tiennent compte du Budget 2023 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration, et de la trajectoire financière interne au Groupe, en intégrant une prudence sur les années éloignées de la trajectoire. En effet, les résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France sur les dix prochaines années sont, au premier ordre, sensibles aux hypothèses retenues en termes de volume de production nucléaire, de prix de

marché et de régulation. L'hypothèse retenue est celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix postérieurement à 2025 date de fin du dispositif ARENH, en l'absence de visibilité à ce jour sur une possible future régulation. La durée de recouvrabilité de l'impôt différé actif dépendra en particulier *in fine* du niveau retenu d'une future régulation du nucléaire existant, le cas échéant.

Aux États-Unis et au Royaume-Uni, les déficits reportables et crédit d'impôts ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés hors concession de distribution publique d'électricité en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	dont immobilisations en cours ⁽¹⁾	31/12/2021	dont immobilisations en cours ⁽¹⁾
Goodwill	10.1	9 513	n.a.	10 945	n.a.
Autres actifs incorporels	10.2	10 619	2 110	10 221	1 793
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	101 126	49 700	98 237	45 220
<i>dont actifs au titre du droit d'utilisation</i>	10.4	4 051	n.a.	4 146	n.a.
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 816	668	6 881	621
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		128 074	52 478	126 284	47 634

n.a. : non applicable

⁽¹⁾Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

10.1 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

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « (Pertes de valeur)/reprises » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill 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 ne sont pas amortis mais 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 10.8.

En 2022, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 6 541 millions d'euros (nets de la perte de valeur comptabilisée en 2022) ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 448 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2022 et 2021 sont détaillées ci-dessous :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 945	10 265
Acquisitions	154	143
Cessions	(2)	(1)
Pertes de valeur (note 10.8)	(1 178)	-
Écarts de conversion	(379)	537
Autres mouvements	(27)	1
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	9 513	10 945
Valeur brute à la clôture	11 650	11 715
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(2 137)	(770)

En 2022, les variations observées sont liées principalement à :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (379) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2021, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C par Framatome pour 92 millions d'euros (voir note 3.1) ;
- des écarts de conversion pour 537 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

10.2 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 rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 10.5) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire, de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- 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.

Actifs liés à la réglementation environnementale

Ils comprennent les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Droits d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission 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 1er 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 droits 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 cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus.

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

- les droits 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 droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles, « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » :
 - › à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
 - › pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

A chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 17.2).

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

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission 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 droits d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

Certificats d'énergie renouvelable (Certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de 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 dans la ligne « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » ;
- 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 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 17.2).

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

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2022
Logiciels	6 787	965	(96)	(54)	(14)	17	7 605
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts	900	2 457	(2 350)	(20)	-	(8)	979
Autres immobilisations incorporelles	8 152	436	(110)	(24)	(25)	(35)	8 394
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	1 793	319	(8)	(1)	-	7	2 110
Valeurs brutes	18 136	4 177	(2 564)	(99)	(39)	(19)	19 592
Logiciels	(4 282)	(839)	96	47	9	1	(4 968)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(241)	(25)	-	-	-	-	(266)
Autres immobilisations incorporelles	(3 392)	(555)	105	19	52	32	(3 739)
Amortissements et pertes de valeur	(7 915)	(1 419)	201	66	61	33	(8 973)
VALEURS NETTES	10 221	2 758	(2 363)	(33)	22	14	10 619

⁽¹⁾Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2022 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 489 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 1 433 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 777 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Une dépréciation nette des autres actifs incorporels de (65) millions d'euros a été enregistrée en 2022 (reprise de 59 millions d'euros en 2021).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 473 millions d'euros en 2022 (487 millions d'euros en 2021).

10.3 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. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le 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.

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

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.

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 | 40 à 50 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 |

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

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2022
Terrains et constructions	14 217	397	(97)	(38)	-	(25)	14 454
Installations production nucléaire	79 536	3 309	(2 805)	(546)	-	65	79 559
Installations productions thermique et hydraulique	17 365	542	(133)	(102)	28	5	17 705
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	22 637	2 798	(422)	58	(562)	36	24 545
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽³⁾	6 204	353	-	(13)	(32)	98	6 610
Immobilisations en cours ⁽⁴⁾	45 368	5 761	(40)	(1 141)	(13)	(48)	49 887
Valeurs brutes	185 327	13 160	(3 497)	(1 782)	(579)	131	192 760
Terrains et constructions	(8 330)	(483)	84	23	1	23	(8 682)
Installations production nucléaire	(53 655)	(3 056)	2 707	352	-	(1 729)	(55 381)
Installations productions thermique et hydraulique	(12 540)	(639)	131	105	36	(15)	(12 922)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(10 358)	(2 011)	426	19	38	(17)	(11 903)
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽³⁾	(2 059)	(724)	-	4	16	204	(2 559)
Immobilisations en cours ⁽⁴⁾	(148)	(93)	-	(3)	1	56	(187)
Amortissements et pertes de valeur	(87 090)	(7 006)	3 348	500	92	(1 478)	(91 634)
VALEURS NETTES	98 237	6 154	(149)	(1 282)	(487)	(1 347)	101 126

⁽¹⁾ Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renouvelables ((574) millions d'euros) et Edison (70 millions d'euros).

⁽²⁾ Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour (1 956) millions d'euros (voir note 15.1) et EDF Energy pour (188) millions d'euros (voir note 15.2).

⁽³⁾ Les actifs au titre du droit d'utilisation sont présentés en note 10.4.

⁽⁴⁾ Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les variations observées sur les immobilisations de production incluent un impact lié aux écarts de conversion pour (1 282) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour (1 427) millions d'euros.

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.3.4.1, 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), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5^e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes du Groupe.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

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, dans la perspective d'une poursuite de la centrale avec une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust. Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies. La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. Les décrets n° 2022-123 de février 2022 et n° 2022-1233 de septembre 2022 ont relevé à titre dérogatoire le plafond d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, prévoyant ainsi un déplafonnement des heures de fonctionnement pour 2022 et 2023 en lien avec les risques de tension sur le système électrique. La date de fin d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement tient compte des nouvelles modalités de fonctionnement.

10.4 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 au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur selon IFRS 16

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.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, 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.

Si le Groupe réalise une opération de cession-bail – consistant à vendre un bien à un tiers pour le reprendre en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 15, l'actif au titre du droit d'utilisation consécutif au bail est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien, à laquelle s'applique le ratio représentant la proportion du droit d'utilisation conservée par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le Groupe se rapporte uniquement à la proportion du droit d'utilisation effectivement cédée au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de vente ou de prise à bail ne reflètent pas les valeurs de marché.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 21.1.1, 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.

10.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2022
Terrains et constructions	5 152	250	-	(33)	133	5 502
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 052	103	-	1	(48)	1 108
Valeurs brutes	6 204	353	-	(32)	85	6 610
Terrains et constructions	(1 529)	(562)	-	14	135	(1 942)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(529)	(163)	-	1	74	(617)
Amortissements et pertes de valeur	(2 058)	(725)	-	15	209	(2 559)
VALEURS NETTES	4 146	(372)	-	(17)	294	4 051

⁽¹⁾ Les augmentations concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location.

⁽²⁾ Les autres mouvements comprennent l'effet des révisions contractuelles sur le droit d'utilisation ainsi que les écarts de conversion.

10.4.2 Les impacts au compte de résultat

Les principaux impacts de la comptabilisation des contrats de location en tant que preneur selon IFRS 16 sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2022	2021
Revenus en provenance des sous-locations	7	56
Charges au titre des loyers variables	(53)	(53)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(108)	(70)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	(154)	(67)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(725)	(723)
Résultat d'exploitation	(879)	(790)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(77)	(75)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	(956)	(865)

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2022	2021
TOTAL DES DECAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(776)	(801)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 702 millions d'euros en 2022 (729 millions d'euros en 2021).

10.5 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 11) ;
- 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 28 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).

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 ».

Les installations des concessions sont généralement composées de :

- chaufferies ;
- réseaux ;
- extensions de réseau ;
- raccordements au réseau ;
- et parfois une cogénération.

Les actifs incorporels sont amortis de manière linéaire sur la durée des contrats de concessions qui est comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». 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. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

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)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2022
Terrains et constructions	1 641	11	(4)	1	-	1 649
Installations productions thermique et hydraulique	11 934	295	(32)	(70)	26	12 153
Autres	680	34	(23)	(7)	2	686
Immobilisations en cours ⁽¹⁾	639	45	(8)	(1)	10	685
Valeurs brutes	14 894	385	(67)	(77)	38	15 173
Terrains et constructions	(997)	(34)	4	-	1	(1 026)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 505)	(343)	29	27	(24)	(6 816)
Autres	(492)	(31)	21	-	4	(498)
Immobilisations en cours ⁽¹⁾	(19)	-	-	-	2	(17)
Amortissements et pertes de valeur	(8 013)	(408)	54	27	(17)	(8 357)
VALEURS NETTES	6 881	(23)	(13)	(50)	21	6 816

⁽¹⁾Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2022 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

10.6 Immobilisations en cours

(en millions d'euros)	2022	2021
Autres actifs incorporels en cours	2 110	1 793
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours	49 700	45 220
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	668	621
IMMOBILISATIONS EN COURS	52 478	47 634

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2022 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 1 055 millions d'euros (761 millions d'euros au 31 décembre 2021) et aux SMR (*Small modular reactors*) pour 142 millions d'euros.

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

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

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

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

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les Pouvoirs Publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), la pré-identification de certains sites potentiels d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Les éléments programmatiques de cette analyse ont fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

À date, aucune décision n'a été prise. Un schéma de financement et de régulation approprié est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet est visée à l'été 2023.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement jusqu'à fin 2023 en engageant un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros.

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

Concernant les réacteurs modulaires de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™ s'est poursuivi en 2022. NUWARD™ est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et largement commercialisable à l'export. La cible est principalement le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du SMR NUWARD™ fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

En décembre 2022, EDF et Fortum ont signé un accord de coopération visant à explorer conjointement les opportunités de développement de SMR et de grands réacteurs nucléaires en Finlande et en Suède.

Fin 2022, le Groupe a créé une filiale dédiée pour conduire la prochaine phase du projet NUWARD™, dite de *basic design*, qui débutera début 2023 et devrait se terminer fin 2026. Cette filiale NUWARD est détenue à 100% par le Groupe. Elle continuera de bénéficier de l'appui des ingénieries d'EDF, du CEA, de TechnicAtome, de Naval Group, ainsi que de Framatome et de Tractebel.

Une subvention de 50 millions d'euros, prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français en décembre 2022 (voir note 13.5.4) après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. Dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a annoncé une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet

NUWARD™.

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles

Au 31 décembre 2022, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 245 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (15 014 millions d'euros au 31 décembre 2021, incluant des intérêts intercalaires pour 3 471 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2022 est de 15 472 millions d'euros, comprenant également un montant de 221 millions d'euros⁽¹⁾ en immobilisations mises en service, dont 24 millions d'euros d'intérêts intercalaires.

Ce montant immobilisé de 15 472 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, intègre, en sus du coût de construction :

- › un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 629 millions d'euros,
- › ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 854 millions d'euros,
- › et tient compte de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 381 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),
- › soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2022 de 10 495 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires) de 13,2 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅.

Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros₂₀₁₅, hors intérêts intercalaires.

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du Circuit Secondaire Principal (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 octobre 2019) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 638 millions d'euros en 2022 contre 573 millions en 2021 (voir note 7).

Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement lié au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation ;

- les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 21 647 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 1 110 millions d'euros (18 542 millions d'euros au 31 décembre 2021 incluant des intérêts intercalaires pour 835 millions d'euros) et diminués d'une perte de valeur de 551 millions d'euros (voir note 10.8). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2022 de 3 890 millions d'euros (3 635 millions d'euros en 2021) ;
- les études relatives à Sizewell C pour 808 millions d'euros (533 millions d'euros en 2021).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 12 050 millions d'euros est principalement relatif au parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 75 %, en lien avec le programme Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques), et dans une moindre mesure relatif à EDF Renouvelables pour environ 13 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 4 480 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2022 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période (voir note 10.3).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du Grand Carénage pour la période 2014-2025 était estimée fin 2021 à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffre intégrait la réalisation des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1 300 MW, une part importante des améliorations de sûreté liées à l'intégration des enseignements de l'accident de Fukushima, dont la construction et la mise en exploitation de 56 diesels d'ultime secours, la création d'une source d'eau ultime par centrale nucléaire en exploitation et la réalisation des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW.

Afin de permettre la poursuite des investissements nécessaires à l'exploitation en toute sûreté du parc nucléaire, significativement au-delà de 40 ans, le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route pour le Grand Carénage, qui s'étend de 2022 à 2028. L'estimation des coûts sur cette nouvelle période de référence s'établit à 33 milliards d'euros courants, soit une dépense annuelle moyenne de 4,7 milliards d'euros. Cette extension du périmètre permettra de réaliser en particulier les études et la réalisation des quatrièmes visites décennales du palier 1 300 MW, les études préalables à la poursuite d'exploitation, au-delà de 50 ans, des réacteurs de 900 MW, conformément à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie adoptée en avril 2020, la réalisation d'opérations de maintenance et de rénovation de gros composants qui demeurent significatives, afin de permettre la poursuite d'exploitation des centrales au-delà de 50 ans. Cette extension du périmètre intègre aussi de nouvelles exigences de sûreté, issues de l'avis générique de l'ASN sur les quatrièmes visites décennales du palier 900 MW et du retour d'expérience des instructions en cours avec l'Autorité de sûreté nucléaire des quatrièmes visites décennales concernant les réacteurs 900 MW et 1 300 MW.

(1) Soit 341 millions d'euros en valeur brute diminuée de 120 millions d'euros d'amortissements.

Les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MW abordent leur dernière phase (les 5 dernières sont programmées en 2023 et 2024). Sur le palier 900, 10 visites décennales 4 se sont terminées avec succès et une est en cours (Blayais 1). Sur le palier 1 450 MW, la dernière VD2 a été lancée sur le site de Civaux 2.

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MW, engagé en 2021, se poursuit avec l'ASN. L'instruction du passage des 30 ans du palier 1450 MW a été initié avec l'ASN avec une TTS prévue en 2029.

Par ailleurs, des investissements majeurs liés au retour d'expérience de Fukushima ont été déployés : 56 diesels d'ultime secours ont été construits et mis en exploitation et chaque centrale dispose d'une source ultime d'eau pérenne ou provisoire. Des renouvellements de gros composants ont aussi été réalisés sur de nombreuses unités de production, dont le remplacement de générateurs de vapeur et le remplacement des pôles de transformateurs principaux.

Phénomène de corrosion sous contrainte

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

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

Pour rappel, comme indiqué dans son communiqué de presse du 27 juillet 2022, l'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène CSC affectant ses réacteurs. L'ASN considère que la stratégie d'EDF est appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Sur les 16 réacteurs identifiés comme étant les plus sensibles au phénomène, 10 ont été traités en 2022 ou sont en cours de traitement. La totalité de ces réacteurs aura été traitée d'ici fin 2023 :

- concernant les réacteurs du palier N4 : Les opérations sont terminées sur les réacteurs de Civaux 1 et Civaux 2, de Chooz 2 et se terminent sur Chooz 1 ;
- concernant les réacteurs du palier 1300-P'4 actuellement à l'arrêt : Les réparations de 2 soudures sont en cours sur le circuit RIS du réacteur de Cattenom 1 et les réparations complètes des 4 lignes RIS démarrées en 2022 se poursuivent sur le réacteur de Cattenom 3. EDF a décidé de procéder au remplacement préventif des lignes complètes des circuits RIS et RRA, pour l'ensemble des réacteurs 1300-P'4 d'ici la fin de l'année 2023. Cette stratégie permettra une industrialisation des réparations et une meilleure tenue des plannings de réalisation.

Les échanges se sont poursuivis avec l'Autorité de sûreté nucléaire sur le programme de traitement du phénomène de corrosion sous contrainte.

Les arrêts pour contrôles et réparations ont conduit EDF à communiquer régulièrement en 2022 pour ajuster ses estimations de production nucléaire (voir communiqués de presse du 13 janvier ; du 7 février ; du 19 mai mentionnés en note 2). Comme indiqué dans son communiqué de presse du 3 novembre 2022, l'ensemble de ces éléments a finalement conduit EDF à ajuster à la baisse son estimation de production nucléaire pour 2022 à 275 - 285 TWh. La production nucléaire définitive s'est établie à 279 TWh, en diminution de 81,7 TWh soit 23 % par rapport à 2021.

EPR de Flamanville 3

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du premier semestre et l'intégralité du 1^{er} cœur est désormais entreposée dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots téléopérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un 3^{ème} lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du Circuit Secondaire Principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 2 mars 2021 un événement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder

une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN).

Également, à la suite des constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur le Groupe a réalisé des contrôles sur ces matériels et a constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, le 12 janvier 2022, EDF a été amenée à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅ et hors intérêts intercalaires. Le projet n'a plus de marge ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Développements 2022

Les principales avancées du projet en 2022 sont les suivantes :

- la poursuite du chantier de remise à niveau des soudures non conformes du Circuit Secondaire Principal (voir ci-après) ;
- la réalisation des essais piscine pleine ;
- la réalisation des derniers essais fonctionnels cuve ouverte ;
- la fermeture du couvercle de cuve après vidange et nettoyage de la cuve réacteur et essai des commandes de grappes.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution a été instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire. La stratégie proposée par EDF pour l'EPR de Flamanville (approvisionnement d'une soixantaine d'assemblages combustible renforcés) a fait l'objet d'une présentation en Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire le 7 juin 2022. L'IRSN a remis en janvier 2023 un avis favorable par rapport à la stratégie proposée par EDF et l'ASN finalisera son instruction d'ici la fin du 1^{er} trimestre.

Le chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal s'est poursuivi au cours du premier semestre. La remise à niveau concerne 122 soudures (36 soudures de traversées et 86 soudures hors traversées). Au 31 décembre 2022, 56 % sont réparées, 65 % sont contrôlées « conformes » avant traitement thermique de détensionnement (TTD) et 32 % sont terminées et conformes post TTD. Les soudures de traversée de l'enceinte de confinement qui étaient les plus complexes sont totalement finies et conformes.

Concernant les puisards de filtration RIS (Circuit d'injection de sécurité) / EVU (Circuit d'évacuation ultime), EDF a proposé un nouveau système de filtration dont les essais ont été jugés satisfaisants par l'IRSN. A la suite de ces essais, EDF a remplacé en septembre 2022 ces filtres en les équipant d'une maille de filtration plus fine. EDF a également décidé de réduire les quantités de débris potentiels dont le pouvoir colmatant sur les filtres est avéré. Ces travaux de réduction des débris potentiels sont quasiment achevés et devraient s'achever d'ici la fin du 1^{er} trimestre 2023.

Suite aux constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur (soupapes PSRV), EDF et Framatome ont réalisé des contrôles sur ces matériels. Ils ont constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. EDF et Framatome ont décidé de prendre en compte ce retour d'expérience en modifiant le matériau de certains composants des pilotes des soupapes. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants ont été fabriqués et seront installés début 2023 dans le bâtiment réacteur. L'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur.

Le 16 décembre 2022, EDF a ajusté le calendrier du projet de Flamanville 3 : le chargement en combustible nucléaire du réacteur est désormais planifié au 1^{er} trimestre 2024⁽¹⁾. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros⁽²⁾.

Cette actualisation du calendrier est principalement liée aux études complémentaires qui ont été nécessaires afin d'établir un nouveau procédé de mise en œuvre du traitement thermique de détensionnement (TTD)⁽³⁾ de certaines soudures remises à niveau ces deux dernières

(1) Voir communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022.

(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(3) Le traitement thermique de détensionnement (TTD) est une activité réalisée après une opération de soudage dans le but de relaxer les contraintes résiduelles de soudage et d'obtenir des caractéristiques mécaniques appropriées pour la pièce soudée.

années, qui se trouvent à proximité de matériels sensibles pour le bon fonctionnement de la centrale.

Après le chargement en combustible nucléaire du réacteur, les opérations de démarrage se poursuivront, avec notamment des contrôles de tous les systèmes liés à la sûreté, des essais et des qualifications de matériels réalisés tout au long de la montée en température et pression de la chaudière, puis lors de la montée en puissance du réacteur. A 25 % de puissance, l'unité de production sera connectée au réseau électrique national.

L'EPR de Flamanville a franchi ces derniers mois de nouvelles étapes dans sa phase de préexploitation :

- Le chantier complexe de reprise des soudures de traversée du Circuit Secondaire Principal est terminé et toutes les soudures ont été déclarées conformes au référentiel d'exclusion de rupture. Cette première industrielle, réalisée avec des outillages téléopérés, a nécessité plus de douze mois d'études et de qualification avant d'être mise en œuvre à Flamanville ;
- Les essais d'ensemble des matériels électriques et des opérations de chargement du combustible ont été réalisés et ont été déclarés conformes aux exigences attendues.

Hinkley Point C

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

Le Contract for Difference signé le 29 septembre 2016 visera à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2. À partir de la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, à savoir à 92,50 £₂₀₁₂/MWh indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation, le producteur recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur devra payer la différence.

Une revue du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C a été finalisée en mai 2022⁽¹⁾, et a abouti aux conclusions suivantes (voir également note 10.8) :

- le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu en juin 2027. Le risque de report de la livraison des deux unités est évalué à 15 mois, en supposant l'absence de nouvelle vague pandémique et d'effet additionnel de la guerre en Ukraine⁽²⁾ ;
- le coût à terminaison du projet est estimé entre 25 et 26 milliards de livres sterling 2015⁽³⁾.

En 2022, au-delà de l'avancement physique des différents chantiers du projet, il est important de noter qu'au quatrième trimestre 2022, l'ONR a approuvé la fin de la fabrication et le transport de la cuve du réacteur depuis le site de Saint-Marcel de Framatome. Une autorisation de l'ONR sera nécessaire ultérieurement pour installer la cuve. Un prochain jalon significatif prévu en 2023 est la pose du dôme sur l'unité 1.

En termes de financement :

- les accords conclus entre EDF Energy et CGN prévoient un mécanisme de compensation de certains surcoûts par EDF en cas de dépassement du budget initial ou de retard. Ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023. Ces dispositions font partie d'un accord signé entre EDF Energy et CGN en septembre 2016 et sont confidentielles ;
- étant donné que le total des besoins de financement du projet est supérieur à l'engagement contractuel des actionnaires, ces derniers seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*) à un horizon estimé au deuxième semestre 2023. CGN ne s'est pas prononcé, à ce stade, sur une allocation de fonds propres volontaires dans le projet HPC après avoir atteint son plafond contractuel. Dans l'hypothèse où CGN n'allouerait pas de fonds propres volontaires, le groupe EDF serait amené à contribuer en lieu et place de CGN, dès lors que CGN aura contribué à hauteur de sa part « *committed equity* », sur la base du coût à terminaison estimé à date.

Sizewell C

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

Les principaux développements intervenus en 2022 sont les suivants :

Une nouvelle loi (*Nuclear Energy (Financing) Act*), entrée en vigueur en mars 2022, a prévu la possibilité d'utiliser un modèle de base d'actifs régulés (BAR) pour financer de futurs projets nucléaires. Les échanges se poursuivent entre le Groupe et le gouvernement britannique pour finaliser les termes du *Government Support Package* pour le projet.

En juillet 2022, le gouvernement britannique a approuvé la demande d'autorisation d'aménagement (*Development Consent Order*) donnant ainsi son feu vert au lancement de la construction de la centrale. Un recours judiciaire a été lancé et est en cours. Une audience est prévue en mars 2023.

En juillet 2022, l'ONR a conclu que la demande de licence de site nucléaire relative à Sizewell C répondait à presque tous les critères définis dans les instructions réglementaires, avec un nombre limité de mesures restantes à prendre. La licence de site nucléaire devrait être

(1) La revue a pris en compte les principaux aspects du projet. Le calendrier et les coûts des travaux électromécaniques et des essais finaux n'ont pas été revus.

(2) Au total, le projet a été retardé de 18 mois depuis le début de la construction en 2016, principalement à cause du Covid-19.

(3) Coûts nets des plans d'action opérationnels en livres sterling de 2015, hors intérêts intercalaires, à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euros.

formellement accordée à la date de la décision finale d'investissement.

En ce qui concerne le financement du projet :

- en janvier 2022, le gouvernement britannique a investi indirectement 100 millions de livres sterling de fonds publics dans le développement du projet Sizewell C, sous la forme d'un versement à EDF, en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site ou sur le rachat de la participation d'EDF dans la société de projet ;
- le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir directement environ 700 millions de livres sterling dans Sizewell C pour accompagner son développement. A fin décembre 2022, le gouvernement britannique détient 32 % du projet et EDF les 68 % restants. Le gouvernement britannique apportera des capitaux au cours de l'année 2023 jusqu'à atteindre une parité de financement à 50 % avec EDF d'ici la FID ;
- l'investissement du gouvernement britannique a également conduit à la sortie de China General Nuclear (CGN) du projet Sizewell C. CGN détenait une participation de 16 % dans le projet au 28 novembre 2022.

A la date de la décision finale d'investissement (FID - *Final Investment Decision*), EDF prévoit de devenir un actionnaire minoritaire, en réduisant sa participation au projet à 19,99 % au plus, avec les droits limités correspondants, et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe. La capacité d'EDF à participer aux côtés d'autres investisseurs à une décision finale d'investissement et à contribuer au financement de la phase de construction dépend toujours de la réalisation de conditions qui ne sont pas assurées à ce jour.

10.7 Investissements incorporels et corporels

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

(en millions d'euros)	2022	2021
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 720)	(1 645)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(16 923)	(16 102)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	319	141
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(18 324)	(17 606)

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2022 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 745 millions d'euros, avec en premier lieu (75%) les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, et intégrant un montant de 376 millions d'euros au titre des travaux relatifs au phénomène de corrosion sous contrainte, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 4 739 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ;
- le secteur Royaume-Uni pour 4 541 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C, dont les travaux d'aménagement mécanique, électrique et calorifique (MEH) sur le dôme ainsi que la fabrication de la cuve du réacteur de la tranche 1 sont terminés. L'avancement des travaux de génie civil est d'environ 50 % ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 806 millions d'euros avec une légère baisse des capacités mises en construction, en éolien et en solaire principalement en Amérique du Nord.

10.8 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 impôts ;
- 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. Le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, 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, apports hydrauliques et abattements environnementaux 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 volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité, vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2027 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que le *Fit For 55* et RepowerEU à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France ;
- 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.

10.8.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2022	2021
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	(1 178)	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	(65)	59
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(519)	(712)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(1 762)	(653)

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2021 s'élevaient à (653) millions d'euros et concernaient :

- des actifs nucléaires avec la fermeture de Dungeness pour (445) millions d'euros et la dépréciation de terrains pour (260) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables principalement en France pour (54) millions d'euros ;

- des reprises sur les actifs hydrauliques pour + 60 millions d'euros et des actifs éoliens pour + 90 millions d'euros détenus par Edison en Italie ;
- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (44) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2022 s'élèvent à (1 762) millions d'euros, et sont détaillées ci-après.

10.8.2 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 2022, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

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

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les goodwill à hauteur de (1 178) millions d'euros au 31 décembre 2022.

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 2022 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy) ⁽¹⁾	Goodwill	6 541	6,7 %	-	(1 176)
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques)	148	7,1 %	1,5 %	(2)
	Marque Edison	945			
Framatome	Goodwill	1 448	7 %	1,5 %	-
	Marque Framatome	151		1,5 %	-
Dalkia	Goodwill	643	5,2 %	1,9 %	-
	Marque Dalkia	130		1,9 %	-
Autres pertes de valeur		-	-	-	-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					(1 178)

⁽¹⁾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. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy et notamment celui applicable à l'UGT HPC qui bénéficie d'un modèle régulé sur 35 ans.

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2022 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en exploitation	Scénarios de prix plus élevés	6,7 % à 6,9 %	400
	Autres actifs	Moindres perspectives de valorisation des terrains		(120)
	Actifs nucléaires en construction	Mise à jour du calendrier et des coûts du projet ; forte hausse du taux d'actualisation		(551)
Italie (Edison)	Différents actifs des Services Énergétiques	Dépenses d'investissement en hausse ou débouchés de ventes en baisse sur certains contrats	7,1 %	(66)
EDF Renouvelables	Actifs éoliens	USA, Texas : Congestion des réseaux de transmission. Mexique : Annulation de PPA	6,2 %	(101)
	Différentes UGT			(28)
Autre International - Chine	Actif biomasse	Difficultés de production et d'obtention de subventions d'exploitation	7,4 %	(57)
Autres pertes de valeur				(61)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(584)

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2022, 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.

Une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de hausse et de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation). 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'une attention particulière, 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 décembre y compris couvertures, qui dans une plus grande mesure encore de ce qui avait été constaté à la clôture de juin, sont en hausse significative par rapport aux niveaux des prix *forward* observés fin 2021 et ce sur l'ensemble des zones géographiques.

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 scénarios à long terme établis pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère 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 l'économie avec une électrification des usages.

Les courbes de prix long terme du scénario 2022 présentent un début d'horizon en hausse, impacté par les effets de la crise énergétique actuelle, mais à plus long terme ces effets se dissipent et les prix de l'électricité sont plus proches de ceux du scénario 2021.

Ainsi, par rapport au scénario 2021, le niveau des prix en début d'horizon est en nette augmentation avec une hausse de la valeur moyenne du ruban de l'électricité d'environ + 10 à + 25 €/MWh dans les quatre pays principaux (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique). A partir de 2030 et sur un horizon long terme, les prix de l'électricité restent sur des niveaux stables par rapport au scénario 2021.

Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- l'invasion de l'Ukraine par la Russie a eu un impact majeur sur les niveaux d'approvisionnement en gaz et a engendré des tensions importantes sur les marchés gaziers, ce qui a entraîné un réajustement à la hausse des prix du gaz en début d'horizon. A plus long-terme, l'Europe devrait réduire significativement sa dépendance au gaz russe (et compenser par du GNL) et les trajectoires de prix du gaz sont relativement proches de celles de 2021 sur le long terme ;
- pour intégrer les ambitions européennes en termes de décarbonation et réduction d'émissions de gaz à effet de serre, les prix des quotas de CO₂ ont une trajectoire haussière et sont supérieurs à ceux de 2021 sur l'horizon 2027-2035. En début d'horizon, l'impact des prix du CO₂ sur les niveaux des prix de l'électricité est de second ordre comparé à l'impact haussier significatif des prix du gaz ;
- sur la fin d'horizon, la hausse du prix du CO₂ se combine au développement accéléré des moyens de production d'électricité bas carbone (énergie nucléaire et énergie renouvelable) pour aboutir à des prix de l'électricité relativement stables par rapport aux projections des scénarios 2021.

Concernant le niveau de la demande, elle est en augmentation sur toutes les échelles de temps à la maille européenne. L'électrification des usages, dans le transport et l'industrie notamment, est renforcée par un besoin en hydrogène électrolytique plus important. Ces évolutions, ajoutées au projet RepowerEU qui veut accélérer l'indépendance énergétique en Europe, ont entraîné à la hausse le besoin en énergie électrique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs du Groupe, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité de manière générale dans les pays européens, la rémunération complémentaire nécessaire est vue en baisse par rapport au scénario 2021. Ainsi, sur le début d'horizon du scénario 2022, du fait de la crise énergétique actuelle, la révision à la hausse des prix de l'électricité sur les marchés *Energy Only* augmente la rentabilité des actifs de production de pointe sur le marché EOD (Equilibre Offre Demande) et fait baisser mécaniquement le besoin de revenus complémentaires pour ces actifs. Sur le long terme, les revenus des mécanismes de capacités sont également globalement inférieurs à ceux du scénario 2021. Pour le cas de la France, cette tendance, s'explique par l'augmentation des capacités de production, qui reflète les orientations stratégiques visées par le discours de Belfort (construction de nouveaux EPR, prolongement de la durée de vie de la flotte existante, accélération du développement des énergies renouvelables aux côtés de la réduction de la demande en énergie finale) qui permettent à la France d'avoir plus de marge sur le moyen et long terme.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests de dépréciation sont en forte hausse par rapport au 31 décembre 2021 pour l'ensemble des pays dans lesquels le Groupe est présent, avec des augmentations de 100 à 130 points de base dans le G4 (France, Grande-Bretagne, Italie, Belgique). Cette augmentation est tirée par celle des taux sans risque.

Les résultats des tests ont également fait l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'augmentation des CMPC est au premier ordre le facteur ayant conduit à enregistrer au 31 décembre 2022 une dépréciation du goodwill d'EDF Energy à hauteur de 1 176 millions d'euros.

Royaume-Uni - EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 33 217 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe au Royaume-Uni, conduisant à reconnaître une valeur nette comptable quasi-nulle pour les actifs restants.

Au 31 décembre 2022, le Groupe n'a quasiment plus d'activité charbon ou gazière au Royaume-Uni.

Segment Commercialisation

Au cours de l'année 2022, le segment Commercialisation a été affecté par la crise du marché de l'énergie au Royaume-Uni, n'ayant pu intégralement répercuter aux consommateurs l'augmentation de ses coûts de sourcing, même si le plafond du tarif SVT (*Standard Variable Tariff*) résidentiel a été successivement augmenté de 54 % en avril puis de 80 % en octobre. La crise des prix de l'énergie a finalement conduit le BEIS (le ministère des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie Industrielle) à lancer la garantie des prix de l'énergie (*Energy Price Guarantee*) : celle-ci protège les consommateurs de l'impact total de la hausse des tarifs unitaires, le gouvernement prenant en charge le coût au-delà d'un montant seuil (actuellement fixé à 2 500 £ mais qui passera à 3 000 £ pour la période 1^{er} avril 2023 - 1^{er} avril 2024). Il existe un mécanisme similaire pour les consommateurs BtoB (*Energy Bill Relief Scheme*), mais celui-ci prend en compte les tarifs plus complexes associés à ce marché, et il est supposé prendre fin le 31 mars 2023. Les consommateurs résidentiels ont également bénéficié d'autres aides financières accrues de la part du gouvernement, dont notamment le programme d'aide aux factures d'énergie (*Energy Bills Support Scheme*), dans le cadre duquel des remises de 400 £ ont été accordées par le gouvernement aux consommateurs pour les aider à régler leurs factures. Les mesures de soutien mises en place, dont le coût est principalement pris en charge par le budget de l'État, ont ainsi eu des effets limités sur la rentabilité du segment Commercialisation. Les parts de marché se maintiennent avec un taux de *churn* plus faible en 2022.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est plus élevée qu'en 2021 du fait d'une amélioration de l'EBITDA sur l'horizon PMT des activités BtoC notamment, en raison de l'effet de rattrapage lié à la crise énergétique du fait de la mise à jour des prix SVT utilisés pour fixer le prix des contrats. Cet effet est atténué par la hausse du CMPC. A long terme, les perspectives de marge sont confirmées pour le BtoB et pour le BtoC et ce secteur reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros ayant tendance à être répercutés sur les consommateurs dans la durée.

Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de taux de marge à long terme importantes et des pertes de parts de marché, montrant ainsi la sensibilité de cette UGT à ces paramètres, celle-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 déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Cette année est intervenue la fermeture des tranches de Hunterston le 7 janvier 2022 et celle de Hinkley Point B, le 6 juillet 2022 (R4) et le 1^{er} août 2022 (R3), conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020. Au 31 décembre 2022, l'UGT intègre désormais 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 prenant en compte la décision en décembre 2021 d'avancer leurs dates de fin d'exploitation à mars 2028 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la fin d'exploitation reste fixée à mars 2024.

Les perspectives de prix de marché *forward* en hausse significative ainsi qu'au-delà de l'horizon moyen terme sont partiellement atténuées par la mise en place de la nouvelle taxe sur les producteurs d'électricité à faible émission de carbone décidée par le gouvernement britannique (appelée « *Electricity Generator Levy* ») de 45 % sur les revenus supérieurs à 75 £/MWh, de janvier 2023 à mars 2028, ainsi que par l'augmentation du CMPC. Les résultats du test confirment ainsi l'appréciation durable de la marge du test, en hausse par rapport à 2021. Cela a conduit à la reprise du solde de la dépréciation antérieurement comptabilisée en juin 2020 en lien avec les difficultés de production et la forte baisse des prix de marché, à hauteur de 400 millions d'euros. Par ailleurs, une dépréciation a été constatée sur des actifs isolés (terrains non opérationnels adjacents à des centrales nucléaires) à hauteur de 120 millions d'euros.

La valeur recouvrable des actifs nucléaires en exploitation est sensible aux hypothèses de prix. Ainsi une variation des prix de +/- 5 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, toutes choses égales par ailleurs, aurait un impact de +/- 500 millions de livres sterling sur le test. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 5 % sur tout l'horizon conduirait toutes choses égales par ailleurs à une variation de +/- 700 millions de livres sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une baisse de la valeur recouvrable de l'ordre de 200 millions de livres sterling. Aucune de ces sensibilités prises individuellement n'est susceptible de générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Goodwill et projet HPC

Le goodwill brut d'EDF Energy s'élève à 7,7 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (soit 6,8 milliards de livres sterling y compris Podpoint). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Le prix d'exercice du CfD est fixé à 92,50 £₂₀₁₂/MWh, 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 futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, période pour laquelle il n'existe pas de prévision de prix de marché à long terme de l'électricité au Royaume-Uni, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à très long terme et une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 £₂₀₁₂/MWh, meilleure hypothèse du niveau auxquels les prix de marché pourront s'établir à cet horizon.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CfD pendant 35 ans, puis des flux exposés aux prix de marché pour les 25 ans suivants. Le taux applicable au projet s'établit à 6,7 % au 31 décembre 2022, en augmentation de 100 points de base par rapport à 2021 où il s'établissait à 5,7 %. 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 cash-flows de chacune des UGT, le taux global sur EDF Energy s'élève également à 6,7 % au 31 décembre 2022, contre 5,7 % au 31 décembre 2021.

Le Groupe a communiqué le 19 mai 2022 sur une revue du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C, menée afin de mettre à jour les hypothèses du projet du fait notamment, de l'impact des restrictions Covid-19, et du Brexit sur la chaîne d'approvisionnement et les défis en matière de ressources, tant pour les opérateurs que pour le personnel (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir note 10.6).

Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu en juin 2027 contre juin 2026 précédemment (en juin 2028 pour l'unité 2 contre juin 2027 précédemment). Le coût à terminaison du projet est dorénavant estimé entre 25 et 26 milliards de livres sterling₂₀₁₅ contre une fourchette estimée entre 22 et 23 milliards de livres sterling₂₀₁₅ précédemment.

Cette communication fait également état d'un risque complémentaire de report de la mise en service de 15 mois, se traduisant par une moindre valeur recouvrable évaluée à 2,5 milliards de livres ; ce risque a été intégré dans le modèle.

Dans ses états financiers au 30 juin 2022, sur la base d'un CMPC à cette date de 6 % (versus 5,7 % au 31 décembre 2021), le Groupe avait indiqué qu'après prise en compte de ce risque, le seuil du test du goodwill serait atteint avec une augmentation de 15 points de base du taux d'actualisation, et que le seuil du test au niveau de l'UGT HPC serait atteint avec une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation, toutes choses égales par ailleurs.

Le test réalisé à fin décembre 2022 sur le projet HPC, sur la base du modèle projet mis à jour, intégrant notamment les éléments de la communication de mai 2022 et l'augmentation de 100 points de base du CMPC conduit à identifier une perte de valeur de (551) millions d'euros au 31 décembre 2022. Cette dépréciation est réversible.

Malgré les marges en augmentation constatées en 2022 sur les autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation), la prise en compte de la valeur révisée du projet HPC fortement pénalisée par la hausse du taux d'actualisation, amène à partiellement déprécier la valeur du goodwill d'EDF Energy pour un montant de (1 176) millions d'euros au 31 décembre 2022.

La valeur comptable du projet HPC comme celle du goodwill d'EDF Energy sont désormais sensibles à toute variation défavorable d'hypothèses.

Autres actifs relevant du nouveau nucléaire

Par ailleurs, les études capitalisées au titre du projet Sizewell C (note 10.6) s'élèvent à 808 millions d'euros et sont intégrées à hauteur de leur valeur nette comptable dans le cadre de la réalisation du test du goodwill d'EDF Energy sans intégrer de perspectives de valorisation.

Les terrains et titres mis en équivalence dans la société de projet de Bradwell (soit environ 330 millions d'euros en valeur brute) détenues à 80 % par CGN ont été entièrement provisionnés, pour partie en 2021 et pour le reliquat en 2022, la probabilité que le projet aboutisse n'étant plus avérée.

Italie - Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 6 024 millions d'euros - voir note 4.1.1)

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, le test de dépréciation de la marque « Edison » reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour selon la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base dans la détermination du taux d'actualisation. Le test a été mis à jour au 31 décembre 2022, sur la base du modèle affiné au 31 décembre 2021 qui tenait compte des recommandations de la dernière évaluation externe réalisée en 2020 (réduction du taux de croissance à long terme de 2 % à 1,5 % sur la base des prévisions du PIB ; augmentation du taux de redevance du segment Business en fonction des résultats de l'enquête auprès des clients professionnels). Il met en évidence une hausse de la valeur recouvrable de la marque, liée à une augmentation des scénarios de prix à moyen et long terme, atténuée par l'effet de la hausse du CMPC de plus de 100 points. Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de -0,2 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Au 31 décembre 2022, la valeur recouvrable des différentes UGT de production d'Edison (Thermique, Hydraulique, Eolien, Photovoltaïque, Activités Gaz) est de façon générale en augmentation du fait de scénarios de prix plus favorables à moyen et long terme, bien que cet effet soit atténué par la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée par le gouvernement italien fin 2022 et par la hausse du CMPC de l'ordre de 100 points de base. Sur l'UGT Hydraulique, la valeur recouvrable est en légère diminution, les cash-flows futurs intégrant une augmentation des investissements de renouvellement pour la préparation du renouvellement des concessions. Aucun risque de perte de valeur n'est ainsi relevé sur ces UGT.

Des tests de sensibilité tels que précisés ci-dessous ont été réalisés et ne montrent pas de risque de perte de valeur :

- pour les UGT Hydraulique, Eolien, Photovoltaïque : hausse de 50 points de base du CMPC puis diminution des prix de 5 % sur tout l'horizon ;
- s'agissant de l'UGT Thermique, pour laquelle des dépréciations cumulées de l'ordre de 600 millions d'euros ont été comptabilisées par le passé, le test au 31 décembre 2022 présente une marge significativement positive. Toutefois celle-ci est essentiellement liée aux deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) qui bénéficieront de revenus de capacité et dont les mises en service doivent intervenir en 2023 ; aucune reprise de dépréciation n'a lieu d'être effectuée en 2022. Des tests de sensibilité ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraînerait pas de risque de perte de valeur.

A *contrario*, des dépréciations sur certains actifs spécifiques relevant des Services Energétiques ont été effectuées pour un montant total de 68 millions d'euros (contrats, relations clients, goodwill).

Framatome (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 4 342 millions d'euros - voir note 4.1.1)

La valeur recouvrable 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 et aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et les livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande Bretagne, mais intègre en opportunité la réalisation d'autres projets d'EPR en Inde ou dans d'autres géographies. Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré tenant compte des différentes activités de Framatome, et fonction de leur profil de risque. La marge du test du goodwill (1 448 millions d'euros) reste très significative, bien qu'en baisse par rapport au 31 décembre 2021 principalement en lien avec la hausse du CMPC de plus de 100 points (de 5,9 % à 7 %), partiellement atténuée par la progression du taux de croissance long terme (à 1,5 %) en lien avec l'inflation.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur un niveau de CMPC plus élevé de 50 points de base ou sur la prise en compte d'un taux de croissance à l'infini de 0 %, sans remise en cause de la conclusion du test.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus suite à 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.

EDF Renouvelables (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 11 782 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Les actifs d'EDF Renouvelables 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.

En 2021, (54) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables.

La réalisation des tests au 30 juin 2022 avait conduit à comptabiliser une perte de valeur sur des parcs de production d'électricité éolienne au Texas (1 parc en intégration globale pour (60) millions d'euros et 3 parcs dans des sociétés mises en équivalence pour (134) millions d'euros) du fait de la congestion des réseaux de transmission dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables ces dernières années impactant significativement et durablement le chiffre d'affaires projeté. Les dépréciations mises à jour au 31 décembre 2022 (notamment en lien avec les taux de change), s'élèvent à (62) millions d'euros, et à (139) millions d'euros au niveau des titres mis en équivalence (voir note 12.3).

Par ailleurs, en raison d'une décision de la commission fédérale de l'électricité concernant l'annulation d'un PPA, un parc éolien en cours de construction au Mexique avait été déprécié pour un montant de (37) millions d'euros ((39) millions d'euros au 31 décembre 2022).

D'autres pertes de valeurs ont été enregistrées sur des actifs spécifiques en France et aux États-Unis pour un montant total de (28) millions d'euros, concernant notamment un parc éolien aux États-Unis pour lequel une cession est envisagée avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs.

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 2 990 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Au 31 décembre 2022, le goodwill de Dalkia est de 643 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe 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 2022 conduit à une baisse de la valeur recouvrable, principalement liée à la hausse de 100 points du CMPC (de 4,2 % à 5,2 %), partiellement atténuée par la progression du taux de croissance long terme (à 1,9 %) en lien avec l'inflation. Les analyses de sensibilités sur ces deux paramètres-clés du test, avec une augmentation de 50 points de base du CMPC cumulé à une diminution de 30 points de base du taux de croissance ne laissent apparaître aucun risque de dépréciation.

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 du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2022 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

Enfin, s'agissant de la filiale de services techniques Imtech au Royaume-Uni, le test réalisé ne fait pas apparaître de risque de perte de valeur.

France - Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 61 442 millions d'euros - voir note 4.1.1)

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 15 472 millions d'euros (voir note 10.6). Elle n'inclut aucun goodwill.

La valeur recouvrable du parc de production 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 6,3 %

au 31 décembre 2022 (5,1 % au 31 décembre 2021), soit une hausse de 120 points. 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, assises sur la durée d'amortissement en vigueur au 31 décembre 2022, bien que la stratégie du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. Le test intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans), avec un calendrier et des coûts ajustés (voir note 10.6).

Sur la période 2023-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en forte hausse sur cet horizon par rapport à fin 2021) tenant compte des couvertures déjà contractualisées, un niveau d'ARENH à 100 Twh et 42 euros/MWh, un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finance en vigueur (donc sans perte de cash-flow pour EDF) et la meilleure estimation du niveau de captation des rentes infra-marginales tenant compte du déficit au titre de 2022 (voir note 5.4). Elles sont conformes au budget 2023 approuvé par le Conseil d'administration.

A partir de 2026, fin du dispositif ARENH, compte tenu de l'absence, à date, de régulation du parc nucléaire existant, l'hypothèse retenue dans le cadre de référence des tests de dépréciation est celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix (voir partie Prix de l'électricité).

Les chroniques de prix moyen et long terme, dans un contexte de rétablissement progressif de la production nucléaire à partir d'une fourchette de 300-330 TWh pour 2023, conduisent à une augmentation sensible de la marge du test par rapport à 2021 (y compris avant effet des mesures relatives au dispositif exceptionnel d'ARENH complémentaire et impacts de la baisse de la production nucléaire 2022), augmentation toutefois atténuée par la hausse du CMPC. Le résultat du test met en évidence une valeur recouvrable très 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 ;
- 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.

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle et combinée (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production 10 TWh par an sur toute la période ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation de 5 % sur toute la période ; diminution du prix de la capacité ; niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 % dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Une sensibilité additionnelle a également été conduite sur un scénario de revenus moins favorable sur l'horizon 2024-2025, notamment en lien avec d'éventuelles mesures réglementaires défavorables, qui pourrait conduire à une baisse significative de la marge du test, toutes choses égales par ailleurs.

Autre International - Belgique (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles du segment Autre International : 2 325 millions d'euros - voir note 4.1.1)

La mise à jour du test pour Luminus met en évidence un excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur à tester, globalement stable par rapport à 2021, sous les effets combinés de scénarios de prix moyen terme et long terme plus favorables, mais dont l'effet est largement compensé par les mesures de captation des rentes infra-marginales mises en place (voir note 5.4), d'une hausse du CMPC de 130 points de base (de 5,1 % à 6,4 %) et a *contrario* de l'intégration dans le test du nouveau CCGT en construction de Seraing dont la mise en service est prévue en 2025 et qui bénéficiera de la rémunération de capacité.

Pour rappel, concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MW), le test intègre historiquement une durée d'exploitation jusqu'à 2025 au plus tard selon les centrales. Le test n'intègre pas l'éventuelle prolongation de dix ans des deux tranches de Doel 4 et Tihange 3, suite à l'accord de principe entre l'État belge et ENGIE annoncé en janvier 2023, les conditions de cette prolongation et conséquences associées en termes de cash-flows futurs n'étant pas encore connues.

Des analyses de sensibilité sont par ailleurs réalisées pour intégrer un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques, qui ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur à ce titre.

Des pertes de valeur nettes de reprises au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2022 à hauteur de (141) millions d'euros, principalement au titre d'actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3). Des pertes de valeur pour un montant de (219) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2021.

Note 11 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.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'article 176 de la loi n° 2018 - 1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN 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 à 30 ans. 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).

Cadre réglementaire des concessions de distribution en France

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

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.

De même, Electricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de Service public. A cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Énergie - AODE) 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 dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 386 contrats de concession au 31 décembre 2022. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Electricité de Strasbourg).

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : Service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent qui relevait du modèle de cahier des charges 1992 et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, 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 désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par 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, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

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.

Conformément à l'accord-cadre sur le nouveau modèle de contrat de concession conclu fin 2017 avec la FNCCR et France urbaine, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2022. La phase de renouvellement en masse des contrats de concession touche à sa fin.

A fin 2022, 302 contrats ont été conclus selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires, avec toutes les formes d'autorités concédantes : des autorités concédantes de taille départementale (syndicats départementaux, ainsi que deux départements), des syndicats intercommunaux, des métropoles, des communautés urbaines, d'agglomération ou de communes et des communes. 93 % des contrats avec les principales autorités concédantes ont ainsi été renouvelés selon le nouveau modèle.

Ces 302 contrats s'ajoutent aux 33 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 335 contrats modernisés sur 364 contrats à terme. Des négociations se poursuivent en vue de renouveler dans les meilleurs délais les contrats signés selon d'anciens modèles.

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

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2022
Terrains et constructions	3 407	139	(30)	1	3 517
Réseaux	104 700	4 292	(445)	(3)	108 544
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 072	371	(425)	5	5 023
Immobilisations en cours ⁽³⁾	1 886	327	(2)	(7)	2 204
Valeurs brutes	115 065	5 129	(902)	(4)	119 288
Terrains et constructions	(1 661)	(83)	26	(12)	(1 730)
Réseaux	(48 119)	(233)	327	(2 465)	(50 490)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 153)	(229)	417	(137)	(3 102)
Amortissements et pertes de valeur	(52 933)	(545)	770	(2 614)	(55 322)
VALEURS NETTES	62 132	4 584	(132)	(2 618)	63 966

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

⁽²⁾Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.

⁽³⁾Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

11.2 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) :
 - › 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 ELAN, 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 donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	55 788	54 391
Financement concessionnaire non amorti	(31 681)	(30 307)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	24 107	24 084
Amortissement du financement du concédant	16 331	15 630
Provisions pour renouvellement	9 021	9 139
Droits sur biens à renouveler	25 352	24 769
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	49 459	48 853

⁽¹⁾Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 127 millions d'euros (129 millions d'euros en 2021).

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022			31/12/2021	
		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
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	12.1	50,10	1 766	250	1 478	307
Taishan (TNPJVC) ⁽¹⁾	12.2	30,00	n.c.	n.c.	1 210	(39)
Autres participations détenues par EDF SA	12.3	n.a.	1 944	79	2 282	102
Participations détenues par EDF Renouvelables	12.3	n.a.	2 519	(52)	1 453	(117)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	1 661	260
Sous total		-	9 421	759	8 084	513
CENG (cédée le 6 août 2021)	3.1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	131
Sous total			-	-	-	131
TOTAL			9 421	759	8 084	644

n.a. : non applicable.

n.c. : non communiqué

⁽¹⁾La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2022.

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

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

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non courants	20 484	19 866
Actifs courants	6 241	3 577
TOTAL ACTIF	26 725	23 443
Capitaux propres	3 525	2 950
Passifs non courants	15 017	15 163
Passifs courants	8 183	5 330
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	26 725	23 443
Chiffre d'affaires	4 928	5 254
Excédent brut d'exploitation	1 841	2 094
Résultat net	498	612
Endettement financier net	10 831	12 602
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	433	(161)
Dividendes versés	356	259

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.

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	12 265	11 303
Actifs courants	900	897
TOTAL ACTIF	13 165	12 200
Capitaux propres	4 036	3 744
Passifs non courants	6 680	6 022
Passifs courants	2 449	2 434
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	13 165	12 200
Chiffre d'affaires	919	1 027
Résultat net	(131)	(41)
Dividendes versés	-	-

12.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

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

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1 et l'année 2021 pour Taishan 2.

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

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

L'unité 2 a produit de l'énergie en continu tout au long du premier semestre 2022 et a été arrêtée pour maintenance et rechargement en combustible mi-2022 ; la reconnexion au réseau s'est faite correctement avant la fin de l'année 2022.

Par ailleurs, dans le cadre du pacte d'actionnaires de TNPJVC, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre son partenaire CGN devant la CCI Singapour. Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée de 60 ans, en cohérence avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à 41 ans, correspondant à la fin de la société TNPJVC, la politique comptable étant susceptible d'entraîner des conséquences sur la rémunération du groupe EDF dans le cadre de ce partenariat. Un premier mémoire en demande a été déposé par EDF en novembre 2021, auquel CGN a répondu en mars 2022. Les audiences sont planifiées du 10 au 14 octobre 2023.

Une provision pour risques est constituée prenant en compte les incertitudes persistantes sur le niveau des évolutions tarifaires pouvant mettre en risque la valeur recouvrable des titres mis en équivalence (au sein de la rubrique « Provisions pour risques liés aux filiales et participations » en note 17.2).

12.3 Autres participations

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil.

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

- La société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33% par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Energétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service est prévue en 2024.

Sur l'exercice 2022, (141) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant net de (121) millions d'euros. Celles-ci concernent à hauteur de 139 millions d'euros (voir note 10.8) des actifs éoliens américains au Texas en raison de problèmes de congestion du réseau électrique. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Sur l'exercice 2021, (219) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant de (149) millions d'euros. Celles-ci concernent principalement des actifs éoliens aux États-Unis du fait de l'évènement climatique majeur intervenu au Texas en février 2021, des actifs photovoltaïques en France dans le contexte de la révision des tarifs d'obligation d'achat de certaines installations prévue par la loi de finances 2021 (voir note 10.8.2) ainsi qu'un parc éolien *offshore* en cours de construction au large de l'Ecosse, faisant suite à des difficultés rencontrées sur la construction des fondations. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Principaux développements dans les participations mises en équivalence détenues en 2022

EDF remporte une zone maritime dans la baie de New York pour y développer de l'éolien en mer

Le 25 février 2022, EDF Renouvelables, et Shell New Energies US LLC, partenaires à parts égales au sein du *consortium Atlantic Shores Offshore Wind LLC*, ont obtenu des droits de développement sur une zone maritime de 32 112 hectares dans la baie de New York, au large de Long Island et des côtes du New Jersey. Après avoir réalisé la phase de développement, le consortium pourra construire et exploiter un projet éolien en mer d'une capacité estimée à 1,5 gigawatt (GW) pour une durée de 33 ans.

EDF et son partenaire ont ainsi remporté l'une des six zones maritimes proposées pour le développement de nouveaux projets éoliens en mer dans le cadre d'une vente aux enchères du 23 au 25 février 2022 organisée pour l'État fédéral par le *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM).

Parc éolien en mer de Saint-Nazaire : la première éolienne en mer de France est posée

Le 13 avril 2022, EDF Renouvelables, EIH SARL (détenue par Enbridge Inc. et CPP Investments), partenaires à parts égales du projet éolien en mer de Saint-Nazaire, et GE Renewable Energy, fournisseur des turbines éoliennes, ont annoncé l'installation de la première éolienne en mer posée de France, à 12 km au large de la presqu'île de Guérande, en Loire-Atlantique.

Le parc éolien en mer de Saint-Nazaire a été mis en service progressivement tout au long du second semestre. D'une capacité totale de 480 MW, il devrait produire l'équivalent de 20 % de la consommation électrique annuelle totale du département de Loire-Atlantique.

EDF Renouvelables met en service quatre centrales solaires, dont deux flottantes, en Israël

Le 8 juin 2022, EDF Renouvelables a annoncé la mise en service de quatre centrales photovoltaïques totalisant 54 MW de capacité installée. Ces nouvelles centrales participent à l'objectif du gouvernement israélien d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique du pays à 30 % d'ici 2030. Elles s'inscrivent également dans la stratégie CAP 2030 du groupe EDF, visant à doubler sa capacité nette de production d'énergie renouvelable de 28 à 60 GW, entre 2015 et 2030.

Le consortium composé d'EDF, KEPCO et Kyushu Electric Power Co. finalise le financement d'un projet de transport d'électricité aux côtés d'ADNOC et TAQA aux Emirats Arabes Unis

Le 26 septembre 2022, le consortium composé d'EDF, KEPCO et Kyushu Electric Power Co., leaders mondiaux du secteur de l'énergie, ont annoncé la finalisation du financement d'un projet de transport d'électricité aux Emirats Arabes Unis aux côtés des entreprises émiriennes ADNOC (Abu Dhabi National Oil Company) et TAQA (Abu Dhabi National Electricity Company) pour un montant global de 3,8 milliards de dollars. Ce projet vise à construire et exploiter un système de transmission sous-marin Haute Tension en courant continu (HVDC-VSC), une première dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique.

Ce projet stratégique va permettre de réduire l'empreinte carbone des opérations *offshore* d'ADNOC de plus de 30 %, en remplaçant les centrales thermiques *offshore* existantes par des sources d'énergie bas carbone, disponibles sur le réseau électrique terrestre d'Abu Dhabi.

Le consortium, qui aura une participation combinée de 40 % dans le projet, a été retenu en décembre 2021 par ADNOC et TAQA afin de développer ce système de transmission innovant de 3,2 gigawatts, puis d'exploiter l'ouvrage pour une durée de 35 ans. Les travaux ont démarré en 2022, tandis que l'exploitation commerciale est envisagée pour 2025.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

13.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours de l'exercice 2022 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	Variation de flux monétaire	Variation de flux non-monétaire	31/12/2022
Stocks et en-cours de production	13.2	(16 197)	(1 894)	430	(17 661)
Clients et comptes rattachés net de provision	13.3	(22 235)	(3 643)	1 034	(24 844)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	19 565	4 524	(805)	23 284
Dettes de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	13.3.4	294	5 780	-	6 074
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	13.3.4 et 13.5	6 050	3 538	(581)	9 007
Autres éléments du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		(648)	(4)	535	(117)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(13 171)	8 301	613	(4 257)

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

⁽²⁾Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO₂ et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

13.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement (flux non monétaires)

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2022 s'explique principalement par la variation de juste valeur sur instruments dérivés liés à l'exploitation pour 0,5 milliard d'euros.

13.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	Notes	2022	2021
Variation des stocks	13.2	(1 894)	(626)
Variation des créances clients et comptes rattachés	13.3	(3 643)	(7 411)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	4 524	7 407
Variation de la dette de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	13.3.4	5 780	2 268
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	13.3.4 et 13.5	3 534	(3 164)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		8 301	(1 526)

⁽¹⁾La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO₂ et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation monétaire du besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 8,3 milliards en 2022, principalement du fait de l'excédent de compensation de la CSPE pour 5,8 milliards (voir note 13.5.4), de la baisse des appels de marge nets de l'activité de *trading* (4,8 milliards) et de l'évolution de la position nette des stocks pour (1,9) milliard d'euros (voir note 13.2).

13.2 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 combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé 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 du combustible usé 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 par l'arrêté du 21 mars 2007.

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 comptes de 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 Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.5.4 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France ; voir note 5.1).

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.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022			31/12/2021		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 737	(422)	10 315	10 938	(459)	10 479
Autre combustible	2 029	(2)	2 027	1 255	(4)	1 251
Autres approvisionnements	1 878	(422)	1 456	1 770	(402)	1 368
En-cours de production de biens et services	622	(35)	587	615	(38)	577
Autres stocks	3 326	(50)	3 276	2 540	(18)	2 522
TOTAL STOCKS	18 592	(931)	17 661	17 118	(921)	16 197

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 557 millions d'euros au 31 décembre 2022 (8 576 millions d'euros au 31 décembre 2021).

L'évolution des stocks sur l'année 2022 s'explique principalement par l'augmentation sur la période des stocks de Certificats de capacités et de CEE présentés en « Autres stocks » (voir note 5.5.4), et la hausse des prix et des volumes de gaz présentés en « Autre combustible ».

13.3 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.

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

(en millions d'euros)	Note	31/12/2022	31/12/2021
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		21 568	19 781
dont actifs sur contrat	13.3.3	441	545
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		4 598	3 545
Dépréciations		(1 322)	(1 091)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		24 844	22 235

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

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022 (7 071 millions au 31 décembre 2021).

La hausse des clients et comptes rattachés hors EDF Trading en valeur brute sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix facturés aux clients sous l'effet de la hausse des prix de marché et concerne à ce titre principalement EDF Energy, à hauteur de 1,5 milliard d'Euros. En France, la variation de ce poste est négative du fait des mesures de bouclier tarifaire mises en place par les Pouvoirs Publics, notamment la baisse du taux de TICFE.

Les dépréciations augmentent principalement au Royaume-Uni et en Belgique, le risque de crédit étant considéré plus élevé du fait de l'augmentation des prix facturés aux clients finals en lien avec l'augmentation des prix de marché.

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2022			31/12/2021		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	26 166	(1 322)	24 844	23 326	(1 091)	22 235
dont créances échues de moins de 6 mois	2 037	(183)	1 854	1 285	(215)	1 070
dont créances échues de 6 à 12 mois	678	(242)	436	481	(136)	345
dont créances échues de plus de 12 mois	1 117	(551)	566	978	(551)	427
dont total des créances échues	3 832	(976)	2 856	2 744	(902)	1 842
dont total des créances non échues	22 334	(346)	21 988	20 582	(189)	20 393

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	324	340
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	2 470	1 456

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 2 470 millions d'euros au 31 décembre 2022, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 456 millions d'euros en décembre 2021).

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

13.3.3 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 441 millions d'euros au 31 décembre 2022 et de 545 millions d'euros au 31 décembre 2021 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Charges constatées d'avance	1 592	1 485
Créances TVA	1 968	2 051
Créances fiscales (hors TVA)	274	348
Autres créances d'exploitation	13 496	14 405
AUTRES DEBITEURS	17 330	18 289
dont part non courante	2 165	2 092
dont part courante	15 165	16 197
dont valeurs brutes	17 390	18 344
dont dépréciation	(60)	(55)

Au 31 décembre 2022, les autres créances d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 5,2 milliards d'euros (9,8 milliards d'euros en 2021), la diminution est essentiellement due au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit. 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 13.5). Les autres créances comprennent également l'avoir à recevoir de RTE pour 1 723 millions d'euros au titre de la rétrocession des recettes d'interconnexion suite à la délibération de la CRE n°2022-296 du 17 novembre 2022, fixé par la décision n°2023-50 du 31 janvier 2023 (voir note 5.1.1).

Les autres créances d'exploitation comprennent également les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 3 234 millions d'euros (1 274 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement des contrats d'approvisionnement en combustible nucléaire du secteur France - Activités de production et commercialisation.

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	16 001	14 041
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	7 283	5 524
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	23 284	19 565

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concernent à ce titre différentes entités du Groupe.

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

13.5 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Dont passifs sur contrat	31/12/2021	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 973	2 025	2 114	1 635
Fournisseurs d'immobilisations	4 631	-	4 368	-
Dettes fiscales	3 488	-	5 093	-
Dettes sociales	5 865	-	5 092	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 180	3 144	3 146	3 110
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	1 172	694	997	592
Autres dettes	16 163	-	9 254	-
AUTRES CREDITEURS	38 472	5 863	30 064	5 337
dont part non courante	4 968	2 929	4 816	3 107
dont part courante	33 504	2 934	25 248	2 230

⁽¹⁾Ce poste intègre le versement au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5.5.4).

13.5.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 630 millions d'euros (642 millions d'euros au 31 décembre 2021).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2022, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 116 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (562 millions d'euros au 31 décembre 2021).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2022, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 777 millions d'euros (1 746 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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

13.5.4 Autres dettes

Au 31 décembre 2022, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 5,9 milliards d'euros (5,8 milliards d'euros en 2021). 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 13.3.4).

Au 31 décembre 2022, les autres dettes comprennent également une dette d'exploitation due à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 6 074 millions d'euros (294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Par ailleurs, les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2022 pour 566 millions d'euros (536 millions d'euros sur l'année 2021). Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre de 2022 s'élève à 808 millions d'euros. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de Service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. A *contrario* les charges de Service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1).

Les montants encaissés sur l'année 2022 en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 6 602 millions d'euros (ce montant intègre un versement de 141 millions d'euros au titre des charges prévisionnelles 2022 du bouclier tarifaire gaz).

Ces compensations reçues de l'État en 2022 définies dans la loi de finances 2022 étaient assises sur la base des prix de marché 2021 et sont donc *in fine* bien supérieures aux charges de Service public à couvrir au titre de 2022.

Au 31 décembre 2022, EDF SA constate ainsi une dette d'exploitation vis à vis de l'État de 6 074 millions d'euros (294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1.

13.5.5 Information sur les passifs sur contrat

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

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

(en millions d'euros)	31/12/2021	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	31/12/2022
Acomptes reçus	1 635	1 824	(1 360)	(25)	(1)	2	(50)	2 025
Produits constatés d'avance long terme	3 110	439	(476)	-	51	10	10	3 144
Autres produits constatés d'avance	592	613	(515)	-	-	2	2	694

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 2 025 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 838 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 5 863 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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 12 211 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 997 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 14 Capitaux propres et résultat par action

14.1 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 2022, le capital social s'élève à 1 943 859 210 euros, composé de 3 887 718 420 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 89,01 % par l'État, 9,38 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,59 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions auto détenues. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'offre intervenue le 3 février 2023. A l'issue de l'offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANES EDF en circulation (voir note 2). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANES EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Energie En Actions et l'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

Le 7 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires. L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 3 164 millions d'euros s'est traduite par l'émission de 498 257 960 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant est comptabilisé de la façon suivante :

- 249 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 2 899 millions d'euros d'augmentation de la prime d'émission, nets de frais.

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 2,7 milliards d'euros, soit environ 83,88 % de l'augmentation de capital.

En juin 2022, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 66 millions d'euros et une prime d'émission de 913 millions d'euros, à la suite de l'émission de 131 545 635 actions nouvelles.

Le 25 juillet 2022, l'augmentation de capital réservée aux salariés « ORS 2022 » avec suppression du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et une prime d'émission de 94 millions d'euros, à la suite de l'émission de 18 100 741 actions nouvelles (voir note 7).

En décembre 2022, la conversion d'obligations OCEANES s'est traduite par une augmentation du capital social de 0,57 millions d'euros, à la suite de l'émission de 1 137 336 actions nouvelles (voir note 14.5).

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

14.2 Actions propres

Principes et méthodes comptables

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Au 31 décembre 2022, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 888 511 actions pour une valeur de 7 millions d'euros.

14.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale mixte des actionnaires du 12 mai 2022 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2021 à 0,58 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,638 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 72 millions d'euros.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2022.

14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Titres subordonnés à durée indéterminée (émission hybride)

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.

14.4.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2022

Au 31 décembre 2022, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 11 722 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (12 264 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Le 30 novembre 2022, le Groupe a émis des obligations hybrides comptabilisées en capitaux propres pour un montant de 994 millions d'euros (voir note 14.4.2).

Par ailleurs, EDF a exercé son option de rachat au 29 janvier 2023 sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée en circulation dont le montant s'élève à 2 098 millions de dollars US. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2022 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 1 538 millions d'euros, auxquels s'ajoutent les effets de change correspondants, considérant le caractère certain du remboursement (voir note 18.3.2.1).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 606 millions d'euros sur l'exercice 2022 et de 547 millions d'euros sur l'exercice 2021. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2023, une rémunération de 224 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
EDF	11/2019	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 %

⁽¹⁾ Date de réception des fonds.

14.4.2 Evolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2022

EDF a lancé le 30 novembre 2022 une émission d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant de 1 milliard d'euros, avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société.

La Société peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations hybrides au cours de la période de 90 jours précédant la première date de révision des intérêts, qui est prévue dans six ans, et à chaque date de versement de coupon par la suite. Bien que les obligations hybrides soient à durée indéterminée, ils peuvent faire l'objet d'un remboursement à tout moment en raison d'une retenue à la source, d'une déduction ou majoration fiscale, d'un changement de méthodologie de notation, d'un changement comptable, d'un rachat substantiel ou de l'exercice de la clause *make-whole*. Le montant de la nouvelle émission a été calibré de telle sorte que la valeur nominale totale de l'encours des capitaux hybrides ne diminue pas de plus de 10 % après le remboursement de la souche d'Obligations Hybrides USD⁽¹⁾. La Société réaffirme son attachement au financement par les obligations hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 994 millions d'euros.

EDF a exercé son option de rembourser en totalité le 29 janvier 2023 les obligations hybrides USD, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg. Si la Société procède au remboursement, les détenteurs des obligations hybrides USD en seront formellement informés conformément aux Termes et conditions des obligations hybrides USD.

14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)

Principes et méthodes comptables

OCEANES (obligations convertibles à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes)

Les OCEANES, dont la conversion se fait par la remise d'un nombre fixe d'actions contre un montant fixe de trésorerie (règle dite du « fixe contre fixe »), donnent lieu à la comptabilisation d'une composante dette et d'une composante capitaux propres, conformément à la norme IAS 32.

Cette répartition reste constante, indépendamment de l'évolution de la probabilité d'exercice de l'option de conversion.

La composante dette est évaluée à la valeur actualisée des flux de trésorerie au taux d'une obligation similaire de marché sans option de conversion. La composante capitaux propres correspond, quant à elle, à la différence entre la juste valeur de l'instrument et celle de la composante dette.

Les frais d'émission sont affectés aux composantes dettes et capitaux propres de l'instrument dans les mêmes proportions que la répartition initiale.

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

En conséquence de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (voir note 2), et conformément aux termes et conditions des OCEANES, en cas d'offre déclarée conforme par l'AMF, l'ouverture de l'offre entraîne un ajustement temporaire du ratio d'attribution d'actions Electricité de France, en cas de conversion, pendant la période d'ajustement définie.

(1) Les obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant initial de 3 milliards de dollars, et dont l'encours actuel est de 2 097 614 000 de dollars.

A ce titre, le 23 novembre 2022, les porteurs d'obligations ont été informés par avis que le ratio d'attribution d'actions ajusté (ou NRAA) a été porté à 1,289 action Electricité de France par OCEANE, à compter du 24 novembre 2022.

Au 31 décembre 2022, 882 340 obligations OCEANES ont ainsi été converties en actions nouvelles, sur la période allant du 24 novembre 2022 au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions.

Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros (voir note 14.1).

Par ailleurs, dans le cadre de l'offre publique d'achat simplifiée, et à titre d'information, l'État s'est porté acquéreur de 127 147 355 obligations (OCEANES), conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations OCEANES, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANES en date de clôture au 31 décembre 2022.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2 et 14.1). En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 (offres publiques) des modalités, la période d'ajustement en cas d'offre publique expirera le 1^{er} mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'offre. A l'issue de la période d'ajustement en cas d'offre publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 Action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'offre publique. Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'Offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'offre publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

14.6.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

(en millions d'euros)	31/12/2022			31/12/2021	
	% 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
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	2 198	142	2 567	(307)
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	33,50 %	6 778	(514)	6 305	(39)
NNB Holding Company (SZC) Ltd.	32,06 %	719	-	394	-
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	519	11	518	11
Luminus SA	31,37 %	538	(49)	381	(30)
Framatome	24,50 %	63	(12)	86	(22)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 457	137	1 527	102
TOTAL		12 272	(285)	11 778	(285)

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

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (HPC) Limited, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (SZC) Limited, holding de la Société portant le projet Sizewell C, détenue à 67,94 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité au 31 décembre 2022 suite à l'entrée du gouvernement britannique et la sortie concomitante de CGN le 30 novembre 2022 (voir note 10.6).

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

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

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

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

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 129 millions d'euros au 31 décembre 2022 (165 millions d'euros en 2021).

14.6.2 Principaux indicateurs financiers d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd.

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non courants	24 348	25 784
Actifs courants	3 132	3 868
TOTAL ACTIF	27 480	29 652
Capitaux propres	10 988	12 837
Passifs non courants	16 019	16 352
Passifs courants	473	463
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	27 480	29 652
Chiffre d'affaires	3 472	1 842
Résultat net	710	(1 535)
TOTAL DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(1 515)	906
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 002	84
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(307)	(420)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(340)	(11)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	279	585
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	355	(347)
Incidence des variations de change	(15)	42
Autres incidences	(1)	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	618	279
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	70	2

14.7 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(17 940)	5 113
<i>dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies</i>	<i>(17 946)</i>	<i>5 114</i>
<i>dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession</i>	<i>6</i>	<i>(1)</i>
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(606)	(547)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	(18 546)	4 566
<i>dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	<i>(18 552)</i>	<i>4 567</i>
<i>dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	<i>6</i>	<i>(1)</i>
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	2	2
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	(18 544)	4 567
<i>dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action</i>	<i>(18 550)</i>	<i>4 568</i>
<i>dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action</i>	<i>6</i>	<i>(1)</i>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	3 683 790 611	3 138 060 309
Effet des instruments dilutifs	244 227 763	222 574 780
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	3 928 018 374	3 360 635 089
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	(5,03)	1,46
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	(5,03)	1,36
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	(5,03)	1,46
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	(5,03)	1,36
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	-	-
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	-	-

Le calcul du résultat dilué par action tient compte de l'impact de la conversion des OCEANES (voir note 18.3.2.2) et de l'ajustement du ratio de conversion / échange suite aux augmentations de capital sur la période.

Compte tenu du résultat net part du Groupe négatif en 2022, l'impact de la conversion des OCEANES est relatif, le résultat dilué par action est identique au résultat par action.

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que 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 quasi-certitude 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 opérations similaires, sur la base 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 du combustible usé, 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)	31/12/2022			31/12/2021		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 602	24 982	26 584	1 359	28 155	29 514
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 539	31 039	32 578	1 346	33 912	35 258
Provisions liées à la production nucléaire	3 141	56 021	59 162	2 705	62 067	64 772

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 379	1 284	-	12 663
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	373	-	373
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	1 066	7	13 548
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2022	23 854	2 723	7	26 584
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2021	26 052	3 455	7	29 514
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	11 296	625	29 015
Provisions pour derniers cœurs	2 434	1 129	-	3 563
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2022	19 528	12 425	625	32 578
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2021	20 390	14 434	434	35 258
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE AU 31/12/2022	43 382	15 148	632	59 162
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2021	46 442	17 889	441	64 772

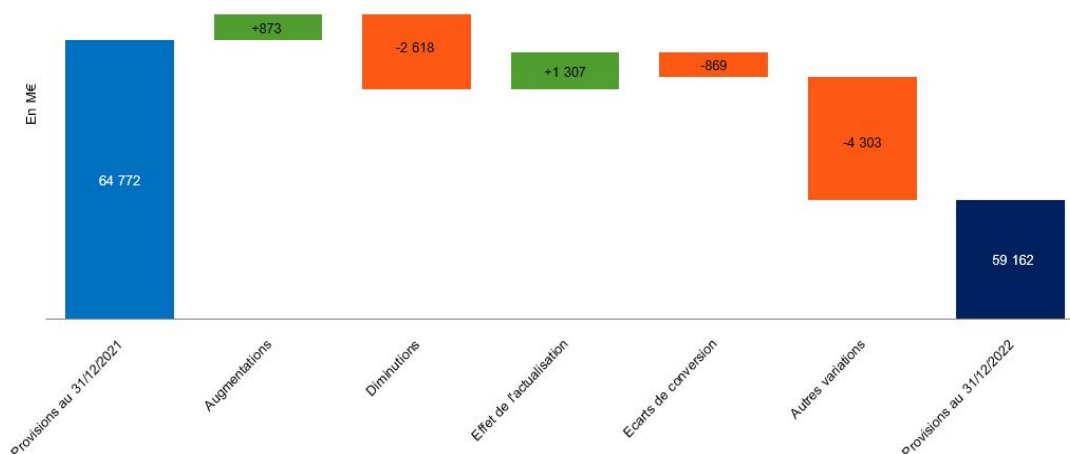
Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible utilisé	13 220	439	(1 014)	245	(72)	(155)	12 663
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	639	1	-	80	(25)	(322)	373
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15 655	130	(204)	(1 126)	(63)	(844)	13 548
Provisions pour aval du cycle nucléaire	29 514	570	(1 218)	(801)	(160)	(1 321)	26 584
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	30 759	303	(824)	1 979	(637)	(2 565)	29 015
Provisions pour derniers cœurs	4 499	-	(576)	129	(72)	(417)	3 563
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	35 258	303	(1 400)	2 108	(709)	(2 982)	32 578
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	64 772	873	(2 618)	1 307	(869)	(4 303)	59 162
Dont part courante	2 705						3 141
Dont part non courante	62 067						56 021

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2022 s'explique notamment par :

- une hausse du taux d'actualisation réel de 50 points de base en France (voir note 15.1.1.5), pour (4 609) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de (2 548) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de (2 061) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 100 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction – voir note 15.2.4) dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de (2 934) millions d'euros au titre des variations de ces provisions adossées à des actifs (à savoir la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique pour les provisions aval du cycle et déconstruction, ou les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents pour les provisions pour derniers cœurs).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2022 est la suivante :



15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

15.1.1 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 15.1.2).

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'incertitude qui sont décrits en note 1.3.4.2.

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	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible utilisé	15.1.1.1	11 819	417	(849)	51	(59)	11 379
<i>dont non liées au cycle d'exploitation</i>		1 726	23	(41)	(85)	(16)	1 607
<i>dont hors périmètre loi du 28 juin 2006</i>		1 136	44	(41)	56	-	1 195
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	14 233	128	(204)	(1 308)	(374)	12 475
Provisions pour aval du cycle nucléaire		26 052	545	(1 053)	(1 257)	(433)	23 854
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	17 730	273	(201)	340	(1 048)	17 094
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 660	-	-	104	(330)	2 434
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		20 390	273	(201)	444	(1 378)	19 528
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		46 442	818	(1 254)	(813)	(1 811)	43 382
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		45 306	774	(1 213)	(869)	(1 811)	42 187
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		1 136	44	(41)	56	-	1 195

⁽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'effet de l'actualisation comprend principalement la charge de désactualisation pour 1 830 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (2 548) millions d'euros (charges financières de désactualisation).

Les « autres mouvements » comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022 pour les provisions adossées à des actifs pour (2 061) millions d'euros.

En 2021, l'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'expliquait notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW pour (1 016) millions d'euros au 1^{er} janvier 2021 (voir note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui 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, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC 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.

15.1.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

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 traitées 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).

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (11 379 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 du combustible usé concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 - 2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016 - 2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Des négociations sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016 - 2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF avait traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de l'avenant 2016-2023 en cours de négociation, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros avait ainsi été comptabilisée, couvrant l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission. En 2022, certains de ces éléments ont fait l'objet de lettres-accords au titre de l'avenant 2016-2023, d'autres sont toujours en cours de négociation. Des négociations ont également été conduites en 2022 au titre de l'avenant 2024-2026 et se poursuivront sur 2023, conduisant à enregistrer une provision pour risques et charges au 31 décembre 2022 (voir note 17.2).

D'autre part, la provision pour gestion du combustible usé intègre des provisions spécifiques au titre de l'entreposage des combustibles usés, qui est un enjeu clé pour l'aval du cycle. En effet, les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage à long-terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano en 2019, en lien avec EDF ainsi qu'avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site ORANO de La Hague. Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE). Le besoin d'entreposages intermédiaires est renforcé par les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano qui impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce moindre recyclage ayant pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme.

En 2022, les études sur des solutions transitoires se sont poursuivies, avec notamment sur la densification des piscines existantes du site ORANO de La Hague l'envoi en décembre 2022 à l'ASN du dossier de demande de modification notable. Les études de développement de cette solution se poursuivent et leur fin est prévue fin 2024.

Par ailleurs, la provision pour gestion du combustible usé couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium

issu du traitement (URE usés), le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 15.1.2). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction de la piscine d'entreposage centralisé sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019 - 2020, a fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) qui a débuté le 22 novembre 2021 et s'est terminée le 8 juillet 2022. Le 7 octobre 2022, EDF a publié les « Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF ». EDF a notamment prévu de mettre en place un dispositif structuré d'échange et de dialogue continu, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet et prépare pour fin 2023 le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création de l'installation, dans la perspective d'une enquête publique en 2025.

Au total les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 257 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 607 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX et URE usés, à la Hague puis dans la piscine d'entreposage centralisé (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Enfin, en 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^{ème} trimestre 2018. Les premiers assemblages sont en cours de fabrication à l'usine Framatome de Romans sur Isère et seront chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion du combustible usé (soit 410 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

15.1.1.2 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 stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- 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 charges 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	31/12/2022	31/12/2021
Déchets TFA et FMA	TFA : CIREs - Morvilliers (ANDRA)	2 958	3 093
	FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)		
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	363	394
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	9 154	10 746
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS		12 475	14 233

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

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 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 stockages existants ;

- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les Générateurs de Vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes réglementaires (décrets du Ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, d'installations nucléaires. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5^{ème} PNGMDR, la publication d'une feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre est prévue pour début 2023.

Evolutions 2021

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockages, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Evolutions 2022

En 2022, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions.

Déchets FAVL

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

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait 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 en *sub-surface*.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016 - 2018, prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 ainsi que le 5^{ème} PNGMDR (publication du décret n°2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal officiel du 10 décembre 2022) fixent l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA pour produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendevre-Soulaïnes.

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 du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

Projet du Centre industriel de stockage géologique - Cigéo

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

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. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA MAVL, pour un montant total de 8 381 millions d'euros (y compris entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, évacuation vers le stockage, stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes) sont assises sur ce coût objectif pour le stockage, en tenant compte des quotes part des producteurs en fonction des volumes et caractérisation des déchets.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait 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'Autorité de sûreté nucléaire.

Depuis 2016, les principales évolutions du projet ont été les suivantes :

- 2016 : en avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité ;
- 2018 : en janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. A noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées ;
- 2019 : en septembre 2019, le groupe d'experts mandaté par la DGEC, pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études

engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est toujours en cours sur ce sujet ;

- 2020 : une revue de conception détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

Par ailleurs, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). A fin 2022, les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

- 2021 : après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des Commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021.
- 2022 : le 8 juillet 2022, le décret de DUP a été publié.

Par ailleurs, l'horizon de livraison des premiers colis de déchets a été précisé et devrait débuter entre 2035 et 2040, selon la publication de l'Andra d'octobre 2022 sur le bilan des concertations sur la phase industrielle pilote et la gouvernance du projet Cigéo, alors qu'à fin 2021, les producteurs avaient toujours en référence, une réception des premiers colis de déchets en 2031. En conséquence, la provision a été mise à jour pour prendre en compte de ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Le 16 janvier 2023, l'ANDRA a déposé auprès du ministère de la Transition énergétique la demande d'autorisation de création (DAC) de Cigéo. Cette étape marque le démarrage d'une nouvelle phase, l'instruction du dossier par l'ASN, à l'issue de laquelle le projet pourrait être autorisé et sa construction lancée. Selon le dernier planning de l'Andra, le décret d'autorisation de création est dorénavant attendu à horizon 2027 (contre 2025 auparavant).

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 773 millions d'euros.

L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. A fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service. En 2022, deux campagnes de conditionnement de déchets ont été réalisées conformément à l'attendu.

15.1.1.3 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 processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L.593-20 à L.593-25 et réglementaires des articles R.593-65 à R.593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée :
 - › depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

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). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état 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 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).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

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 technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, 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 acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième 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 long terme des déchets).

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

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmen- tations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	-	(7)	500	(1 048)	12 125
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	273	(194)	(160)	-	4 969
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	17 730	273	(201)	340	(1 048)	17 094

Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022, ainsi que les autres révisions de devis, pour les provisions adossées à des actifs.

Les diminutions correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2022. Les augmentations correspondent pour l'essentiel à des évolutions de chiffrages de devis sur l'exercice, précisées ci-dessous, pour les provisions non adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Historique des évaluations des provisions et Audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition

appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

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

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis Parc REP qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 17 % (effets de série et mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC 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, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MW hors spécificité du site Fessenheim. Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré *via* une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 16,3 % pour l'ensemble du parc (21 % pour le devis de la référence TTS 900 MW).

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 conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale 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.

Evolutions 2021

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (voir note 15.1.1), le séquençage des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté suite à l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis 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 pré-démantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

Evolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₂) des 2 tranches Fessenheim 900 MW s'élève à environ 1,0 milliard d'euros, soit 0,5 milliard d'euros en moyenne pour une tranche 900 MW à comparer aux 0,38 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

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, Saint-Laurent et

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 sont revus annuellement depuis 2015.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plate-forme de télé-opération 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 nouvelle stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2020 :

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des Commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020, n'ont pas remis en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

Evolutions 2021

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros suite à la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu - DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installations et le début de la phase de démantèlement ultime et assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC - atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix - a été réalisée sur la base d'études d'Avant-Projet Sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installation UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Ecologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « 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, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), 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 de EDF.

Evolutions 2022

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning (appliquées à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 millions d'euros résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger de 18 mois le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 14 mois sur le planning global.

Concernant les UNGG, la revue annuelle des devis a pris en compte un décalage d'obtention des décrets d'autorisation de démantèlement (attendus dorénavant fin 2026 contre fin 2025 auparavant), sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte dans les provisions un effet au titre de l'augmentation prévisible au-delà des prévisions d'inflation des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction, impactant les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 33 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, 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)	31/12/2022	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	331	289
Réacteur à eau pressurisée REP – Fessenheim ⁽¹⁾	911	740
Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 771	2 948
Réacteur à eau lourde – Brennilis	374	321
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	559	492

⁽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 l'Atelier 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 0,96 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 rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, 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 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 1,9 milliard 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).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en décembre 2025. Dans le cadre du nouveau scénario DCC défini en 2021, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 ;
- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. Début 2022, la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier. L'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est désormais attendue début 2026. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2022, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel (évacuation de l'ensemble du combustible des tranches 1 et 2, traitement et évacuation du bore tel que prévu, décontamination chimique complète du circuit primaire de la tranche 1 et des circuits connectés, ...). La décontamination complète de la tranche 2 a été recalée début 2023 sans impact sur le chemin critique ;
- Réacteurs graphites Gaz– UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2- est prévue en 2034 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2041 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2037). Cet état de configuration sécurisée, vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;

- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve, la découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (le déclassement de l'installation est prévu à horizon 2034) ;
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2023, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). Suite à l'enquête publique qui s'est tenue du 15 novembre 2021 jusqu'au 2 février 2022, le commissaire enquêteur a remis un avis favorable sans réserve le 2 mars 2022.

15.1.1.4 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, 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 du combustible usé 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 de la 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 ») (voir note 17.3.1).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour derniers cœurs pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW au 1^{er} janvier 2021 (voir note 15.1.1), les provisions pour derniers cœurs ont peu évolué.

En 2022, les provisions pour derniers cœurs ont pris en compte la finalisation du retour d'expérience de Fessenheim sur la gestion des cœurs et de son optimisation, conduisant principalement à une mise à jour de l'évaluation des masses de métal lourd non usées dans le calcul des provisions derniers cœurs sur l'ensemble du parc, engendrant une diminution de (145) millions d'euros des provisions.

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

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

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 A 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 s'établit à 3,43 % pour 2022. 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 2022 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,7 %; 3,3 %] ([-0,6 %; 0,6 %] à fin 2021) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,3 %; 3,4 %] ([0,6 %; 3,1 %] à fin 2021) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,43 % (3,46 % à fin 2021) 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 A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui 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 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,8 % au 31 décembre 2022 (3,7 % au 31 décembre 2021), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,3 % (1,7 % au 31 décembre 2021), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2022 (2,0 % au 31 décembre 2021).

La hausse du taux d'actualisation reflète la hausse observée des taux des OAT ainsi que celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2021, sous l'effet notamment des évolutions de la politique monétaire de la BCE et d'un environnement économique plus risqué.

La hausse du taux d'inflation traduit la hausse des prévisions d'inflation en France depuis cette date, particulièrement en 2023, et au-delà celle des points morts d'inflation, dans le contexte actuel de crise géopolitique et économique, 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*).

Par ailleurs, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2022 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 215 millions d'euros a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1^{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 est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2022 (2,80 % au 31 décembre 2021).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2022, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,5 %.

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.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	31/12/2022		31/12/2021	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	16 194	10 184	16 121	10 683
- dont non liée au cycle d'exploitation	3 417	1 607	3 282	1 726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 996	12 475	36 779	14 233
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	53 190	22 659	52 900	24 916
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 381	12 125	20 479	12 680
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 219	4 969	7 718	5 050
Derniers cœurs	4 189	2 434	4 349	2 660
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	33 789	19 528	32 546	20 390
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006		42 187		45 306

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

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	31/12/2022		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		Total
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans ⁽¹⁾	
<i>(en millions d'euros)</i>			
Gestion du combustible usé	7 892	8 302	16 194
- dont non lié au cycle d'exploitation	534	2 883	3 417
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 422	31 574	36 996
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	13 314	39 876	53 190
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	499	20 882	21 381
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 093	5 126	8 219
Derniers cœurs	499	3 690	4 189
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	4 091	29 698	33 789

⁽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 22 % et à 42 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 36 % et à 96 % 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 2022 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	11 379	(200)	213	170	(182)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	(684)	769	541	(614)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 125	(518)	544	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 969	(155)	165	154	(165)
- derniers cœurs	2 434	(85)	90	-	-
TOTAL	43 382	(1 642)	1 781	865	(961)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>31 649</i>	<i>(1 460)</i>	<i>1 591</i>	<i>764</i>	<i>(853)</i>

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 (837)/894 millions d'euros dont 444/(490) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 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 de ces 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.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 15.1.2.2 ci-après).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

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 porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment.

15.1.2.2 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).

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % 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 doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

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 12 192 millions d'euros au 31 décembre 2022 (13 106 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces FCPR sont constitués principalement de 17 fonds cotés pour 11 000 millions d'euros (au 31 décembre 2021, 16 FCPR cotés pour 12 153 millions d'euros).

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 principalement par EDF Invest (voir les actifs de rendement ci-dessous).

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).

Actifs de rendement

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

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2022, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 9 540 millions d'euros, dont 8 772 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, pour une valeur de 3 791 millions d'euros au 31 décembre 2022 (3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, 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, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France), 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, Norlys, Databank et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2022

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2021 (109,3 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2022 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année 2022 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021).

En 2022, les marchés ont été impactés par la forte pression inflationniste et par la prise de conscience par les banques centrales et par les marchés, que des mesures fortes, particulièrement en termes de hausse des taux, seraient nécessaires pour empêcher le désancrage des anticipations d'inflation. La guerre en Ukraine a exacerbé cette question avec les perturbations qu'elle a provoquées sur l'approvisionnement énergétique de l'Europe. Cette situation a en premier lieu impacté la classe obligataire qui finit sur une baisse historique, avec -18,5 % sur les emprunts d'État (indice FTSE EMU Government Bond Index (EGBI)). Le crédit aura aussi particulièrement souffert (-14,5 % pour l'indice FTSE EuroBIG Corporate) avec le double effet de la hausse des taux et de la hausse des *spreads*. Il faut noter néanmoins, que malgré la couverture partielle de change mise en place par le Groupe, l'appréciation du dollar a permis de limiter la baisse de valeur en Euro des actifs libellés en dollars. Les marchés actions ont baissé, mais n'ont pour l'instant fait que suivre la hausse des taux réels et n'ont pas semble-t-il pris en compte le risque sur les bénéfices d'un environnement économique dégradé. Les marchés semblent tabler sur une réussite des banques centrales à contenir l'inflation sans créer de récession, ce qu'il faudra suivre avec attention en 2023.

Des variations de juste valeur négative du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2022 dans le résultat financier à hauteur de (3 096) millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 2 739 millions d'euros en 2021. De même, des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2022 en OCI à hauteur de (875) millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (244) millions d'euros en 2021.

En 2022, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés *via* des prises de participation minoritaires dans des infrastructures télécoms (Norlys Fiber, un réseau de fibre optique au Danemark) et numériques (DataBank, un ensemble de data centers aux États-Unis), ainsi que dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés. Par ailleurs, EDF Invest a cédé l'intégralité de sa participation dans Thyssengas (réseau de gaz en Allemagne) ainsi qu'une fraction de sa participation dans le groupe Transport Stockage Hydrocarbures / Géosel (stockage de pétrole en cavité saline en France) et 50% de MiRose, des parcs éoliens aux États-Unis.

Des retraits pour un montant de 416 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2022 (389 millions d'euros en 2021).

15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

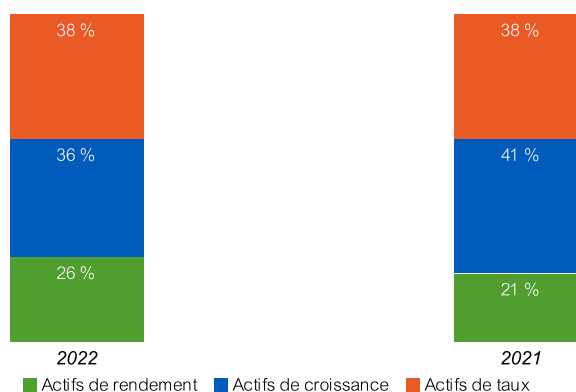
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	31/12/2022		31/12/2021	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		6 477	8 772	5 626	7 908
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 766	3 791	1 478	3 343
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	2 268	2 495	2 567	2 923
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	2 422	2 465	1 581	1 642
Dérivés	Juste valeur des dérivés	21	21	-	-
Actifs de croissance		12 251	12 251	15 320	15 320
Actions - parts d'OPC	Titres de dettes	11 625	11 625	14 815	14 815
Fonds actions non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	553	553	519	519
Dérivés	Juste valeur des dérivés	73	73	(14)	(14)
Actifs de taux		12 881	12 881	14 226	14 226
Obligations	Titres de dettes	11 264	11 264	13 007	13 007
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	215	215	199	199
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 414	1 414	1 016	1 016
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(12)	(12)	4	4
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		31 609	33 904	35 172	37 454

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

⁽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 2 299 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2022 par rapport à 2021 est la suivante (en valeur de réalisation) :



15.1.3 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)	31/12/2022	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 607	1 726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	14 233
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	17 730
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	473	587
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	31 649	34 276
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	33 904	37 454
Taux de couverture réglementaire	107,1 %	109,3 %

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 107,1 %. 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 2022. Au 31 janvier 2023, le taux de couverture des provisions nucléaires (retenues pour leur montant au 31 décembre 2022) par des actifs dédiés était de 109,7 %, en lien avec l'évolution positive marquée des marchés financiers en janvier 2023.

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 109,3 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

15.2 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 15 148 millions d'euros au 31 décembre 2022 ;
- 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 18.1.3) et s'élèvent à 14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022 (15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	1 401	21	(166)	194	(72)	(94)	1 284
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	639	1	-	80	(25)	(322)	373
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 415	2	-	181	(63)	(469)	1 066
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 455	24	(166)	455	(160)	(885)	2 723
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 595	3	(623)	1 588	(637)	(1 630)	11 296
Provisions pour derniers cœurs	1 839	-	(576)	25	(72)	(87)	1 129
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	14 434	3	(1 199)	1 613	(709)	(1 717)	12 425
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	17 889	27	(1 365)	2 068	(869)	(2 602)	15 148

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 et la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « Autres mouvements » s'explique principalement par une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 100 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (2 934) millions

d'euros.

Comme prévu, en 2022, EDF Energy a mis fin à la production d'électricité des centrales de Hunterston B et d'Hinkley Point B (respectivement le 7 janvier 2022 et le 1^{er} août 2022), avec un début de phase de déchargement combustible le 16 mai 2022 pour Hunterston B et le 14 septembre 2022 pour Hinkley Point B. En conséquence, la provision derniers cœur a diminué de (576) millions d'euros, le stock de combustible nucléaire diminuant pour un montant équivalent, correspondant au stock encore en réacteur.

15.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à 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 conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. 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 substitué 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 du combustible usé 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 du combustible usé 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 du combustible usé 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 90 millions d'euros au 31 décembre 2022 ;
- 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 du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, 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 2022.

La première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* - DPS 20) effectué en 2020, correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible, a été approuvée par la NDA en juin 2021.

Une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (dénommé *Integrated Plan 22* - IP 22), a été approuvée par la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*) en décembre 2021.

La phase 2 du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* - DPS 21) qui couvre une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels (*Uncontracted Liability Discharge Plan* - UCLDP), a été approuvée par la NLA en août 2022.

L'*Integrated Plan 23* (IP23) qui actualise l'estimation des coûts de l'IP22 et du DPS21, a été approuvée par la NLA en décembre 2022.

L'estimation des coûts de l'IP23 constitue la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, et en prenant en compte l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B en 2021.

15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible utilisé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible utilisé 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 utilisé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

(en millions d'euros)	31/12/2022		31/12/2021	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période ⁽¹⁾	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période ⁽¹⁾	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible utilisé	3 695	1 284	2 725	1 401
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 867	373	2 154	639
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 158	1 066	5 126	1 415
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	10 720	2 723	10 005	3 455

⁽¹⁾ Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles utilisés et déchets associés de l'ensemble des combustibles utilisés 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.

15.2.3 Provisions pour déconstruction

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 au Royaume-Uni. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

La première phase du dépôt du plan de déconstruction *Decommissioning Plan submission* - DPS 20), soumise début 2020 et approuvée par la NDA en juin 2021, correspondant à l'actualisation du devis d'évacuation du combustible, a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2019 liée notamment à i) la prise en compte d'une extension de la durée des opérations de déchargement du combustible au travers de la modélisation des risques et aléas ii) une meilleure définition des coûts couverts et iii) une mise à jour de l'évaluation des coûts de préparation à l'évacuation du combustible suite à la revue du scénario industriel.

L'Integrated Plan 22 (IP22) approuvée par la NLA en décembre 2021, qui actualise le coût d'évacuation du combustible a conduit à une augmentation de la provision de 0,9 milliard d'euros au 31 décembre 2021. Cette augmentation était principalement expliquée par l'arrêt anticipé de Dungeness B en juin 2021 (précédemment prévu en 2028), entraînant notamment une augmentation de la durée d'évacuation du combustible (et des coûts afférents) du fait du caractère non planifié de cet arrêt.

Par ailleurs, en 2021, EDF Energy a réalisé une mise à jour des coûts relatif à la phase 2 du plan de déconstruction (DPS 21) qui couvre les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels. Cette mise à jour conduit à une augmentation des provisions de 0,2 milliard d'euros, qui intègre les effets à la hausse liés à l'arrêt anticipé de Dungeness B (prévu auparavant en 2028) et aux nouvelles hypothèses de dates de fermeture des centrales Heysham 2 et Torness planifiées en 2028 (précédemment en 2030), et à la baisse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B (centrale REP) au 31 décembre 2021. Comme mentionné précédemment, la phase 2 a été approuvée par la NLA en août 2022.

L'Integrated Plan 23 (IP23) qui actualise l'estimation des coûts de l'IP22 et du DPS21, a été approuvée par la NLA en décembre 2022.

(en millions d'euros)	31/12/2022		31/12/2021	
	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
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	20 875	11 206	19 864	12 494

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

- 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 A 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 %).

Avec ces modalités de calcul, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 2,9 % au 31 décembre 2022 (1,9 % au 31 décembre 2021).

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

En Belgique, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celles des fonds permettant de les couvrir. A 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 obligations présentées au passif sous forme de provisions et s'élevant à 377 millions d'euros au 31 décembre 2022 (272 millions d'euros au 31 décembre 2021) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée à l'actif du bilan consolidé en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 253 millions d'euros au 31 décembre 2022 (282 millions d'euros au 31 décembre 2021). 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 obligations au passif sous forme de provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Au 31 décembre 2022, les provisions nucléaires en Belgique prennent en compte la révision triennale des provisions nucléaires intégrant les conclusions de la Commission des Provisions Nucléaires communiquées à Synatom et Electrabel (filiales du groupe ENGIE) le 16 décembre 2022, soit une augmentation des provisions pour déconstruction de 183 millions d'euros.

Note 16 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 régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe 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. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Suite à 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 au personnel) 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 des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents 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).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents 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 ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

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 nouveau 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 statutaire 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.

16.1 Provisions pour avantages du personnel du groupe

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021
Provisions pour avantages du personnel – part courante	790	792
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	16 231	21 716
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	17 021	22 508

16.1.1 Décomposition de la 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 31/12/2021	35 436	10 410	910	46 756
Charge nette de l'exercice 2022	1 110	222	65	1 397
Écarts actuariels	(9 260)	(3 386)	(143)	(12 789)
Cotisations salariales	-	1	-	1
Prestations versées ⁽²⁾	(1 232)	(439)	(50)	(1 721)
Mouvements de périmètre	-	-	1	1
Écarts de conversion	-	(407)	-	(407)
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	(8)	(8)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2022	26 054	6 401	775	33 230

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2021	(13 411)	(13 124)	(446)	(26 981)
Charge nette de l'exercice 2022	(171)	(242)	(6)	(419)
Écarts actuariels	3 737	5 505	53	9 295
Cotisations versées aux fonds	-	(102)	(55)	(157)
Cotisations salariales	-	(1)	-	(1)
Prestations versées	447	439	13	899
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Écarts de conversion	-	486	(13)	473
Autres variations	-	-	7	7
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2022	(9 398)	(7 039)	(447)	(16 884)

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2021⁽²⁾	22 025	(2 714)	464	19 775
Charge nette de l'exercice 2022	939	(20)	59	978
Écarts actuariels	(5 523)	2 119	(90)	(3 494)
Cotisations versées aux fonds	-	(102)	(55)	(157)
Prestations versées	(785)	-	(37)	(822)
Mouvement de périmètre	-	-	1	1
Écarts de conversion	-	79	(13)	66
Autres variations	-	-	(1)	(1)
PASSIF NET AU 31/12/2022	16 656	(638)	328	16 346
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				17 021
Actifs financiers non courants ⁽²⁾				(675)

⁽¹⁾La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2).

⁽²⁾Le passif net au 31 décembre 2021 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 22 508 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (2 733) millions d'euros soit un passif net de 19 775 millions d'euros.

Écarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2022

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2022 s'élèvent à (12 789) millions d'euros :

- dont (9 260) millions d'euros en France en lien avec :
 - › la variation du taux d'actualisation pour (16 997) millions d'euros,
 - › la variation des hypothèses démographiques pour (145) millions d'euros,
 - › la variation du taux d'inflation pour 5 045 millions d'euros,
 - › l'impact des mesures de revalorisation des salaires décidées en 2022 et s'appliquant à partir de janvier 2023 pour 2 276 millions d'euros,
 - › la variation des écarts d'expérience pour 561 millions d'euros ; et
- dont (3 386) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (4 475) millions d'euros et les écarts d'expérience pour 1 257 millions d'euros (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2021 s'élevaient à (239) millions d'euros :

- dont 110 millions d'euros en France en lien avec :
 - › la variation du taux d'actualisation pour (3 099) millions d'euros,
 - › la variation des écarts d'expérience pour (540) millions d'euros,
 - › l'impact lié à l'accord ARRCO AGIRC pour 151 millions d'euros,
 - › la variation du taux d'inflation pour 3 598 millions d'euros ; et
- dont (356) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 16.1.2).

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2022

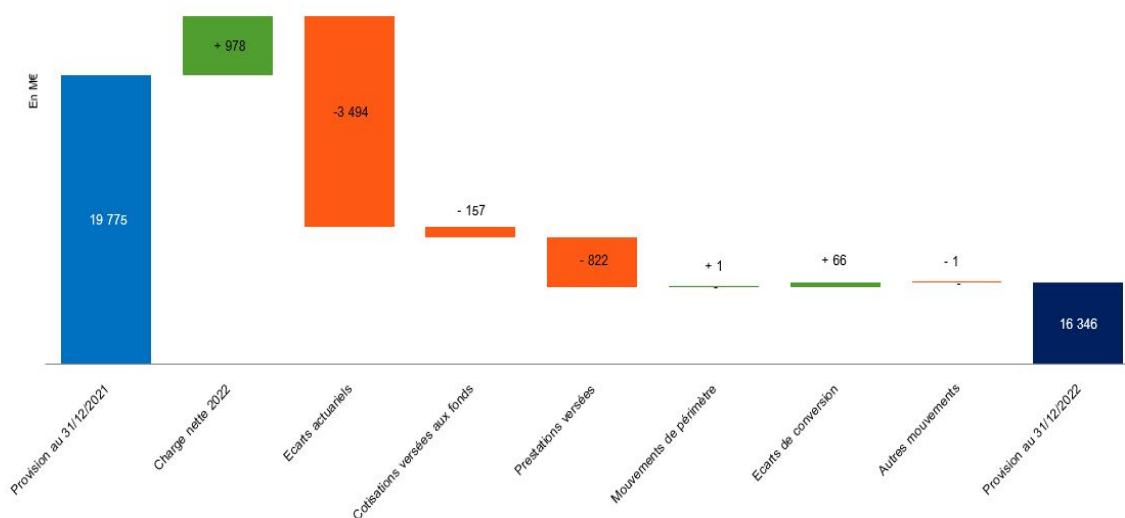
Les écarts actuariels sur actifs générés en 2022 s'élèvent à 9 295 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution de 3 737 millions d'euros en France, et de 5 505 millions d'euros au Royaume-Uni, dans un contexte de baisse des marchés d'obligations et d'actions.

Passif net au 31 décembre 2022

Le passif net au 31 décembre 2022 s'élève à 16 346 millions d'euros :

- dont 16 656 millions d'euros en France ;
- dont (638) 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 658 millions d'euros contre 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021. Ce surplus, dont la baisse est due à la performance négative des actifs de couverture en lien avec la forte hausse des taux d'intérêts sur la période, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

L'évolution du passif net en 2022 est la suivante :



16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	3,90 %	1,30 %	4,75 %	1,90 %
Taux d'inflation	2,30 %	1,70 %	2,90 %	2,95 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	3,70 %	2,80 %	2,65 %	2,70 %

⁽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 réel des actifs est comptabilisé en écarts actuariels en capitaux propres.

⁽²⁾Taux moyen d'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 durée, 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 de la réduction depuis 2017 du panel 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 2022 (1,30 % au 31 décembre 2021). La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2022.

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 2,30 % au 31 décembre 2022 (1,70 % au 31 décembre 2021).

Les accords de revalorisations salariales signés en 2022 ont été pris en compte pour le calcul des engagements. Pour les exercices 2024 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées 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.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	
	 France	 Royaume-Uni
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	(1 066) / 1 144	(269) / 256
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	1 115 / (1 043)	235 / (238)
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 028 / (964)	n.a.

n.a. : non applicable.

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

<i>(en millions d'euros)</i>	2022			Total
	 France	 Royaume-Uni	Autres	
Coût des services rendus	(779)	(32)	(52)	(863)
Coût des services passés	-	-	(2)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	131	-	-	131
Charges nettes en résultat d'exploitation	(648)	(32)	(54)	(734)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(462)	(190)	(11)	(663)
Produit sur les actifs de couverture	171	242	6	419
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(291)	52	(5)	(244)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(939)	20	(59)	(978)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	9 260	3 386	143	12 789
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(3 737)	(5 505)	(53)	(9 295)
Écarts actuariels	5 523	(2 119)	90	3 494
Écarts de conversion	-	(79)	13	(66)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	5 523	(2 198)	103	3 428

(en millions d'euros)				2021
	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(793)	(223)	(25)	(1 041)
Coût des services passés	-	35	-	35
Écarts actuariels – avantages à long terme	(123)	-	(6)	(129)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(916)	(188)	(31)	(1 135)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(321)	(168)	(9)	(498)
Produit sur les actifs de couverture	119	196	4	319
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(202)	28	(5)	(179)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 118)	(160)	(36)	(1 314)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(110)	356	(7)	239
Écarts actuariels sur actifs de couverture	287	859	22	1 168
Écarts actuariels	177	1 215	15	1 407
Écarts de conversion	-	123	-	123
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	177	1 338	15	1 530

Les écarts actuariels sur engagements générés en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	2022	2021
Variation liée aux écarts d'expérience	(767)	437
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	145	1
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	10 013	(671)
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	9 391	(233)
<i>Dont :</i>		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	9 260	(110)
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	131	(123)

⁽¹⁾Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

16.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)

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.

16.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Participants en activité	12 831	18 463
Retraités	13 223	16 973
TOTAL ENGAGEMENTS	26 054	35 436

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2022 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2022	24 650	(9 398)	15 252
Dont :			
Retraites	19 564	(8 827) ⁽¹⁾	10 737
Avantage en nature énergie	3 129	-	3 129
Indemnités de fin de carrière	754	(557)	197
Autres	1 203	(14)	1 189
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2022	1 404	-	1 404
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 191	-	1 191
Médailles du travail	188	-	188
Autres	25	-	25
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2022	26 054	(9 398)	16 656

⁽¹⁾Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 49 % au 31 décembre 2022).

Au 31 décembre 2021 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	33 813	(13 411)	20 402
Dont :			
Retraites	26 196	(12 620) ⁽¹⁾	13 576
Avantage en nature énergie	4 925	-	4 925
Indemnités de fin de carrière	897	(776)	121
Autres	1 795	(15)	1 780
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2021	1 623	-	1 623
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 362	-	1 362
Médailles du travail	230	-	230
Autres	31	-	31
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2021	35 436	(13 411)	22 025

⁽¹⁾Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2021).

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 9 398 millions d'euros au 31 décembre 2022 (13 411 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 65 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales ;
- 2 % dans des investissements immobiliers.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
ACTIFS DE COUVERTURE	9 398	13 411
Actifs pour régime spécial de retraite	8 827	12 620
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	65%	67 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33%	33 %
Biens immobiliers	2%	-
Actifs pour indemnités de fin de carrière	557	776
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	69%	67 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31%	33 %
Autres actifs de couverture	14	15

Au 31 décembre 2022, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 59 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 41 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 59 % du total 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 2022, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 62 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2021.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de -27,1 % en 2022.

16.2.4 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 258	1 237
D'un à cinq ans	4 493	3 997
De cinq à dix ans	5 765	4 265
À plus de dix ans	53 963	16 555
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	65 479	26 054

Au 31 décembre 2022, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 16,8 ans.

16.3 Royaume-Uni

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Participants en activité	2 603	5 837
Retraités	3 798	4 573
TOTAL ENGAGEMENTS	6 401	10 410

16.3.2 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)	31/12/2022	31/12/2021
ACTIFS DE COUVERTURE	7 039	13 124
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	0 %	10 %
Instruments de créances cotés (obligations)	62 %	60 %
Biens immobiliers	10 %	5 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 %	5 %
Autres (dont <i>private equity</i>)	25 %	20 %

Au 31 décembre 2022, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 67 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 33 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

16.3.3 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	235	256
D'un à cinq ans	1 003	897
De cinq à dix ans	1 414	1 025
À plus de dix ans	12 098	4 223
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	14 750	6 401

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 17,2 ans au 31 décembre 2022.

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022			31/12/2021		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	127	2 006	2 133	95	1 872	1 967
Autres provisions	17.2	3 885	2 665	6 550	3 245	3 570	6 815
AUTRES PROVISIONS		4 012	4 671	8 683	3 340	5 442	8 782

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION AU 31/12/2022	987	108	192	418	428	2 133
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2021	770	123	188	443	443	1 967

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, régulièrement 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 des centrales encore en activité. L'évaluation de la provision au 31 décembre 2022 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 153 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (110 millions d'euros pour Framatome et 43 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 92 millions d'euros pour Framatome et 53 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 83 % pour Framatome et de 123 % pour Cyclife France. S'agissant de Framatome, un plan est en cours d'élaboration conformément au décret 2020-830 du 1^{er} juillet 2020 pour viser un taux de couverture d'au moins 100 % dans un délai inférieur à 5 ans.

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2022
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	585	315	(17)	(257)	(9)	(12)	605
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	112	2	(56)	(10)	(1)	2	49
Provisions pour litiges	327	89	(66)	(32)	-	3	321
Provisions pour contrats onéreux	1 651	117	(360)	(654)	(3)	(113)	638
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 572	2 341	(1 932)	(2)	-	(53)	1 926
Autres provisions pour risques et charges	2 568	4 197	(3 553)	(164)	1	(38)	3 011
TOTAL	6 815	7 061	(5 984)	(1 119)	(12)	(211)	6 550

⁽¹⁾ Les autres mouvements comprennent principalement l'actualisation des provisions pour contrats onéreux gaz naturel liquéfié Dunkerque ainsi que les effets de conversion liés à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux sont principalement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de services :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes sur contrats de prestations de services liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

Une reprise totale de provision sur un contrat d'approvisionnement de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance des États-Unis a été comptabilisée au 31 décembre 2022 en lien avec l'amélioration des *spreads* États-Unis / Europe à moyen et long terme dans un contexte de marché encore très volatile.

Une reprise partielle de provision sur un contrat de regazéification a été comptabilisée au 31 décembre 2022, du fait d'une meilleure valorisation des terminaux européens dans le nouveau contexte géopolitique gazier.

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat déduction faite de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de Certificats d'énergie renouvelable, le cas échéant de Certificats d'économies d'énergie, par rapport aux obligations assignées (voir notes 5.5.4, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

Dans le cadre du dispositif de **Certificats d'énergie renouvelable**, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de Certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2022, une provision de 1 117 millions d'euros 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. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQE-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. Il prévoit également d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus. Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2022, le volume des émissions s'élève à 18 millions de tonnes (17 millions de tonnes pour l'année 2021).

Les émissions réelles de gaz à effet de serre s'élèvent à 799 millions d'euros au 31 décembre 2022 (380 millions d'euros au 31 décembre 2021), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2022, 17 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2021 (16 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions réalisées en 2020).

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume-Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2022, le volume des émissions d'EDF Energy est de 0,1 millions de tonnes (2 millions de tonnes pour 2021) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 9 millions d'euros comptabilisés en provision (36 millions d'euros pour 2021).

EDF Energy a restitué en 2022, 2 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2021 (3 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions 2020).

Autres provisions pour risques et charges

Au 30 juin 2022, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire d'ARENH mis en place par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application ; cette provision a été utilisée au fur et à mesure des achats et ventes réalisées sur le second semestre 2022 pour 2 749 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, une provision pour risques a été enregistrée au titre de négociations en cours sur un contrat significatif (voir note 15.1.1.1).

Ces provisions couvrent par ailleurs divers risques et charges liés à l'exploitation (abandons sur intéressement, restructurations, 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.

Au 31 décembre 2021, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision au titre d'une procédure devant l'Autorité de la concurrence (ADLC). Le 22 février 2022, dans le cadre d'une procédure de transaction, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante. La provision a été reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022.

17.3 Passifs 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.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2022 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2019, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par un arrêt du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour administrative d'appel a donné tort à la Société et annulé les jugements de

première instance qui lui étaient favorables. La Société a formé un second pourvoi devant le Conseil d'État qui a été admis fin 2022. La Société reste désormais dans l'attente de la fixation d'une date d'audience. Pour rappel, EDF a inscrit dans ses comptes en 2020 une charge d'impôt de 510 millions d'euros relative à ce contentieux et présente un passif d'impôt couvrant le risque résiduel au 31 décembre 2022.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a par ailleurs remis en cause la déductibilité fiscale de certaines provisions nucléaires de long terme. Par un jugement du 29 août 2022, le Tribunal administratif de Montreuil a validé la position de la Société en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. En exécution de ce jugement, la Société a décaissé 297 millions d'euros (voir note 9.2) et a fait appel de la partie défavorable de la décision.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International 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 International 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 International 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 (voir note 9.2).

17.3.2 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 financier 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, certains sont actuellement en cours.

17.3.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité d'origine photovoltaïque (tarif de rachat PV) ont eu pour conséquence, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement sur la base d'un nouveau tarif. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat PV. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi jusqu'en 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

A la suite d'une question préjudicielle, la Cour de justice de l'Union européenne a considéré le 15 mars 2017 que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituent une aide d'État mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission, ce qui la rend illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences.

Le 18 septembre 2019, par plusieurs arrêts de rejet intéressant tant Enedis qu'EDF, la Cour de cassation a jugé l'aide illégale car non notifiée et dès lors le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable. Depuis cette date, pour l'essentiel, la Cour de cassation confirme sa jurisprudence du 18 septembre 2019 et rejette les pourvois des producteurs fondés sur l'aide d'État.

Au regard de cette jurisprudence désormais constante, certains producteurs ont formé des recours en réparation contre l'État devant les tribunaux administratifs. A ce jour, les tribunaux administratifs ont rejeté les recours des producteurs.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles, EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance responsabilité civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la faute du GRD. A la suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique. Au regard de l'évolution favorable des dossiers devant la Cour de cassation, EDF et Enedis ont décidé de demander le « retrait du rôle » de ce dossier lors de l'audience du 17 février 2021, et ainsi suspendre la procédure pendant 2 ans pour fixer définitivement la liste des dossiers qui subsisteraient dans leur réclamation. EDF et Enedis vont déposer des conclusions d'ici le 17 février 2023 afin d'interrompre la péremption d'instance de 2 ans.

17.3.4 Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence 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.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la Cour d'Appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvu en cassation.

Le pourvoi a été rejeté par la Cour de cassation le 11 mai 2022.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1^{er} juillet 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'Appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de commerce et dit n'y avoir lieu à référé rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Energie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement, sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwater.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'Appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La procédure est toujours en cours.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwater condamnant EDF à verser d'une part, 53,93 millions d'euros à TotalEnergies et d'autre part, 1,77 million d'euros à Ekwater à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,73 million d'euros et 2,36 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Les autres procédures au fond sont toujours en cours.

17.3.5 Edison

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

A la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours :

- deux procédures administratives :
 - › 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, celles devant la CEDH se poursuit.

Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics. En particulier, elle a finalisé les mesures de prévention (couverture) des zones polluées, réactivé le système de pompage et de stockage des eaux peu profondes et réalisé de nouvelles inspections en profondeur des sols. La société a également récemment soumis au ministère de l'Environnement le dossier en vue de la première phase de l'assainissement de l'environnement concernant l'élimination et la gestion des déchets.

Le 11 juin 2021, le Conseil d'État a publié un arrêt par lequel il a rejeté le recours du ministère de l'Environnement contre la décision du TAR des Abruzzes concernant l'annulation de l'attribution à la société belge Dec Deme du contrat intégré relatif aux interventions d'assainissement dans ces zones.

Edison, qui avait déjà commencé les travaux susmentionnés pour sécuriser et assainir ces zones en vertu de la sentence du Conseil d'État d'avril 2020, discute actuellement de l'assainissement et de l'élimination des déchets relevant de sa compétence avec les organismes en charge.

- ▶ par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le Tribunal administratif régional de Pescara, les procédures sont en cours. Dans l'attente du jugement, Edison a conclu un accord transitoire avec les propriétaires actuels pour la définition des modalités de reprise de la gestion des centrales existantes et des activités d'assainissement ;
- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession.

Fin juin 2021, la sentence du 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. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.

L'appel d'Edison contre la décision arbitrale devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence arbitrale devant la Cour d'Appel de Milan s'est clôturée le 24 janvier 2023 avec le rejet de l'action d'Edison. L'arrêt arbitral est donc exécutoire. Edison a l'intention de faire appel du jugement devant la Cour de cassation.

Enfin, le Tribunal arbitral a reporté la quantification des dommages subis par Solvay Specialty Polymers Italy pour la période postérieure à décembre 2016 et des honoraires d'avocat supportés par les parties à une phase ultérieure de l'arbitrage, sauf accord amiable des parties.

- une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours avec la phase d'instruction probatoire.

Mantoue - procédure environnementale et pénale

Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a décidé d'engager 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 d'infractions environnementales prétendues qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue. Ces ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours.

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 également porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a décidé d'engager une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement opérationnels suite à l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

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 et 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 cependant 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.

17.3.6 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Au 31 décembre 2021, le groupe EDF faisait l'objet de quatre procédures (plainte ENGIE, réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence, qui sont décrites dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

- Le premier semestre 2022 a vu des développements significatifs s'agissant de la procédure qui faisait suite à une plainte déposée par ENGIE le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure ENGIE. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham avaient reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'économie d'énergie.

Le 22 février 2022, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui lui auraient permis de maintenir ses parts de marché dans le secteur de la fourniture d'électricité et de renforcer sa position sur les marchés connexes de la fourniture de gaz et de services énergétiques. EDF, qui a bénéficié dans cette affaire de la procédure de transaction, a pris deux engagements : d'une part, de mettre à disposition des fournisseurs d'électricité alternatifs qui en feraient la demande son fichier clients au TRVE Bleu, et d'autre part, de séparer les parcours de souscription par téléphone des clients et prospects au TRVE Bleu et des clients et prospects en offres de marché. Une provision avait été comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021 et a fait l'objet d'une reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 17.2).

- Suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019, la procédure porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services Energétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une première notification de griefs, puis le 8 juillet 2022 une notification de griefs complémentaire. Ces envois marquent la première étape d'une procédure contradictoire. La rapporteure auprès de l'ADLC a adressé à EDF le 15 février 2023 son rapport en réponse aux observations produites par les parties. Les parties ont deux mois pour formuler leurs observations sur ce rapport. La procédure contradictoire se poursuivra en 2023, sans préjuger de son issue finale.

Il n'y a pas eu de développement significatif sur les deux autres procédures.

En outre, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à l'encontre d'EDF par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. L'ANODE a fait appel de cette décision du 1^{er} mars 2022 devant la Cour d'Appel de Paris et, en parallèle, EDF a introduit une déclaration d'intervention volontaire le 30 mars 2022. Par un arrêt du 3 novembre 2022, la Cour d'Appel a déclaré irrecevable l'intervention volontaire d'EDF, considérant que l'ADLC n'aurait pas dû notifier à EDF la décision rejetant la demande de l'ANODE. EDF a déposé, le 30 novembre 2022, un pourvoi en cassation relatif à cette décision d'irrecevabilité de la Cour d'Appel. La procédure d'appel sur le fond à l'encontre de la décision de l'ADLC du 18 janvier 2022 est toujours en cours.

Note 18 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 (voir note 18.7) ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie (voir note 18.2).

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 (voir note 18.7).

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 du résultat.

18.1 Actifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers sont composés de titres de dettes ou d'instruments de capitaux propres, 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) (voir note 18.7) ;
- 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, et qui concernent principalement les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC).

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.

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022			31/12/2021		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 014	4 982	21 996	10 519	5 810	16 329
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	36	207	243	37	253	290
Titres en juste valeur en résultat	1 409	23 490	24 899	2 855	25 369	28 224
Titres de dettes ou de capitaux propres	18 459	28 679	47 138	13 411	31 432	44 843
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	30 566	-	30 566	20 061	-	20 061
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	6 903	5 376	12 279	4 522	5 388	9 910
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	2 105	14 457	16 562	1 943	18 789	20 732
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	58 033	48 512	106 545	39 937	55 609	95 546

⁽¹⁾Dont dépréciation pour (386) millions d'euros au 31 décembre 2022 ((299) millions d'euros au 31 décembre 2021).

L'augmentation de la juste valeur positive des dérivés de transaction (+ 10,5 milliards d'euros) s'explique par la hausse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2022 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

18.1.2 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** selon l'article L. 594 du Code de l'environnement. Ils regroupent des placements diversifiés obligataires, dans des OPCVM monétaires ou actions et des participations portées par EDF Invest. La politique générale de gestion des actifs dédiés et leur décomposition sont présentées en note 15.1.2 ;
- **actifs gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (« actifs liquides »)**. Ils 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 représentent 1 115 millions d'euros au 31 décembre 2022 (2 597 millions d'euros au 31 décembre 2021).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022				31/12/2021
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	4 627	-	22 742	27 369	31 013
Actifs liquides	17 148	-	1 359	18 507	12 737
Autres actifs ⁽¹⁾	221	243	798	1 262	1 093
TOTAL	21 996	243	24 899	47 138	44 843

⁽¹⁾Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2022
Titres en juste valeur en OCI recyclable	16 329	7 416	(2 007)	3	139	116	21 996
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	290	322	(15)	(353)	-	(1)	243
Titres en juste valeur en résultat	28 224	(770)	(2 814)	55	(6)	210	24 899
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	44 843	6 968	(4 836)	(295)	133	325	47 138

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)	2022			2021		
	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	(1 081)	-	(206)	(202)	-	42
Actifs liquides	(850)	-	(65)	(81)	-	21
Autres titres	-	(16)	-	-	15	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽³⁾	(1 931)	(16)	(271)	(283)	15	63

⁽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 concernent principalement EDF pour (1 660) millions d'euros dont (875) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2022 et pour (346) millions d'euros dont (244) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2021.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2022.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Créances à recevoir du NLF	14 000	15 986
Autres prêts et créances financières	2 562	4 746
PRETS ET CREANCES FINANCIERES	16 562	20 732

Au 31 décembre 2022, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022 (15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
 - › le surfinancement du plan de retraite EDFG (*EDF Group of the ESPs*) d'EDF Energy pour un montant de 658 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 16.1.1),
 - › le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 253 millions d'euros au 31 décembre 2022 (282 millions d'euros au 31 décembre 2021) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 15.3). 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 Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, pour un montant de 823 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 525 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2021	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2022
Prêts et créances financières	20 732	(581)	-	4	(920)	(2 673)	16 562

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation 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, en lien avec l'augmentation des taux d'actualisation.

18.2 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 18.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se répartissent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Disponibilités	10 261	9 178
Équivalents de trésorerie	687	741
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	10 948	9 919

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 566 millions d'euros au 31 décembre 2022 (198 millions d'euros au 31 décembre 2021) (voir note 1.3.5).

18.3 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 18.7). 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.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022			31/12/2021		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	67 340	28 713	96 053	54 334	15 072	69 406
Dérivés de transaction – Juste valeur négative ⁽¹⁾	-	28 884	28 884	-	22 027	22 027
Dérivés de couverture – Juste valeur négative ⁽¹⁾	3 718	14 247	17 965	2 209	7 915	10 124
PASSIFS FINANCIERS	71 058	71 844	142 902	56 543	45 014	101 557

⁽¹⁾Voir note 18.7.

L'augmentation de la juste valeur négative des dérivés de transaction (6,9 milliards d'euros) s'explique par la hausse des prix observée sur le marché des commodités sur l'exercice 2022 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2021	49 242	3 690	10 992	4 337	1 145	69 406
Augmentations	2 971	17 126	14 108	353	204	34 762
Diminutions	(2 833)	(476)	(1 942)	(702)	(104)	(6 057)
Écarts de conversion	(237)	21	(145)	(6)	5	(362)
Mouvements de périmètre	(10)	(82)	2	(19)	-	(109)
Variations de juste valeur	(3 983)	3	(9)	-	-	(3 989)
Autres mouvements ⁽¹⁾	-	(4)	2 109	306	(9)	2 402
SOLDES AU 31/12/2022	45 150	20 278	25 115	4 269	1 241	96 053

⁽¹⁾ Les autres mouvements comprennent le reclassement en Autres dettes financières des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 2 021 millions d'euros suite à l'engagement de rachat de ces titres au 29 janvier 2023 (voir note 14.4.1).

Les principales opérations réalisées sur 2022 concernant les **emprunts obligataires** sont :

- l'émission d'obligations senior en octobre 2022 pour un montant brut de 3,0 milliards d'euros (voir note 18.3.2.2) ;
- les remboursements obligataires de 2,8 milliards d'euros intervenus sur la période dont 2 milliards d'euros en janvier 2022, 0,3 milliard d'euros en juin 2022 et de 0,5 milliard d'euros en décembre 2022.

Les principales opérations réalisées sur 2022 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont la conclusion de lignes de crédit bilatérales avec un groupe de 18 banques pour 13,1 milliards d'euros, 2,2 milliards de dollars et 38 milliards de yen à maturité 3 ans (soit 15,4 milliards d'euros) et des nouveaux tirages auprès de la Banque Européenne d'Investissement pour 0,8 milliard d'euros à échéance 2032. L'ensemble de ces lignes de crédit ont été tirées en 2022.

Au 31 décembre 2022, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 10 638 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 9 265 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2022
Émissions d'emprunts	2 971	17 126	14 108	-	(40)	34 165
Remboursements d'emprunts	(2 833)	(476)	(1 942)	(702)	77	(5 876)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2022, les principaux emprunts (hors *green bonds* et hors OCEANes) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	EDF	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

⁽¹⁾Date de réception des fonds.

Le 5 octobre 2022 EDF a lancé une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros :

- Obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- Obligations vertes (*green bond*) de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 % (voir ci-dessous).

Au 31 décembre 2022, les principaux *green bonds* (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANes Vertes) dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCEANes Vertes	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations était d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations. Lors de la distribution du dividende aux actionnaires d'EDF au titre de l'année 2020, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action Électricité de France par OCEANE à compter du 7 juin 2021. Puis, lors du versement de l'acompte sur dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action Électricité de France par OCEANE à compter du 2 décembre 2021.

Sur l'exercice 2022, après l'augmentation de capital du 7 avril 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,087 action Électricité de France par OCEANE. Puis, lors du versement du dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,124 action Électricité de France par OCEANE à compter du 13 juin 2022. Enfin, en conséquence de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,289 action Électricité de France par OCEANE.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2 et 14.1). En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 (offres publiques) des modalités, la période d'ajustement en cas d'offre publique expirera le 1^{er} mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'offre. A l'issue de la période d'ajustement en cas d'offre publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'offre publique. Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'offre publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 021	482	24 637	688	885	28 713
Entre un et cinq ans	11 496	17 141	106	2 042	94	30 879
À plus de cinq ans	31 633	2 655	372	1 539	262	36 461
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2022	45 150	20 278	25 115	4 269	1 241	96 053

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022			31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	Total
			Échéances > 5 ans	
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	4 844	756	2 214	4 899

18.3.3.2 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 2022

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022				
	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)	62 269	65 %	13 789	76 058	79 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	21 465	22 %	(15 813)	5 652	6 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	8 149	9 %	3 284	11 433	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 170	4 %	(1 260)	2 910	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	96 053	100%	-	96 053	100%

Au 31 décembre 2021

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2021				
	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)	38 003	55 %	11 119	49 122	71 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	18 128	26 %	(12 910)	5 218	7 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 018	14 %	2 410	12 428	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 257	5 %	(619)	2 638	4 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	69 406	100 %	-	69 406	100 %

18.3.3.3 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.

Dans le cadre de la réforme des taux interbancaire de référence (voir note 1.2.3), le montant des emprunts à taux variables indexés sur le LIBOR USD qui n'ont pas encore « basculés » s'élèvent à 219 millions d'euros (224 millions d'euros en 2021) avant incidence des instruments dérivés et à 18 millions d'euros (17 millions d'euros en 2021) après prise en compte de ceux-ci.

Au 31 décembre 2022

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	69 748	73%	(13 784)	55 964	58%
Emprunts à taux variable	26 305	27%	13 784	40 089	42%
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	96 053	100%	-	96 053	100%

Au 31 décembre 2021

31/12/2021

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	64 335	93 %	(15 434)	48 901	70 %
Emprunts à taux variable	5 071	7 %	15 434	20 505	30 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	69 406	100 %	-	69 406	100 %

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

18.3.4 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les financements de projets souscrits auprès de tiers externes par les sociétés de projets (de type "SPV") détenus par EDF Renouvelables 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.

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*.

Sept emprunts d'un montant total de 2 042 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener à une renégociation des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2022 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

En 2022, EDF a signé 4 nouvelles lignes de crédit pour un montant de 2 600 millions d'euros, dont 2 000 millions avec la banque BNP. Par ailleurs, 4 lignes sont arrivées à échéance pour un total de 900 millions d'euros et le solde disponible de la ligne de crédit BEI a été intégralement tiré pour 400 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 14 051 millions d'euros (13 039 millions d'euros au 31 décembre 2021) incluant 10 053 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

(en millions d'euros)	31/12/2022				31/12/2021
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	14 051	2 617	11 412	22	13 039

18.5 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.

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

Au 31 décembre 2022

(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	2 597	2 597	-	2 093	504
Titres de dettes	44 541	44 541	2 849	41 542	150
Dérivés de couverture	12 279	12 279	188	12 091	-
Dérivés de transaction	30 566	30 566	882	28 378	1 306
Equivalents de trésorerie	687	687	64	623	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	90 670	90 670	3 983	84 727	1 960
Créances à recevoir du NLF	14 000	14 000	-	14 000	-
Autres prêts et créances financières	2 562	2 562	-	2 562	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	16 562	16 562	-	16 562	-
Dérivés de couverture	17 965	17 965	9	17 913	43
Dérivés de transaction	28 884	28 884	773	27 447	664
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	46 849	46 849	782	45 360	707
Emprunts et dettes financières	96 053	93 264	-	93 264	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	96 053	93 264	-	93 264	-

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Au 31 décembre 2021

(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	1 889	1 889	3	1 413	473
Titres de dettes	42 954	42 954	2 607	40 225	122
Dérivés de couverture	9 910	9 910	153	9 757	-
Dérivés de transaction	20 061	20 061	249	19 349	463
Equivalents de trésorerie	741	741	34	707	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	75 555	75 555	3 046	71 451	1 058
Créances à recevoir du NLF	15 986	15 986	-	15 986	-
Autres prêts et créances financières	4 746	4 746	-	4 746	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	20 732	20 732	-	20 732	-
Dérivés de couverture	10 124	10 124	4	10 120	-
Dérivés de transaction	22 027	22 027	322	21 216	489
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	32 151	32 151	326	31 336	489
Emprunts et dettes financières	69 406	78 114	-	78 114	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	69 406	78 114	-	78 114	-

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

18.6 Risques marchés 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, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées au chapitre 7 « Gestion et contrôle des risques marchés » du rapport d'activité.

Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

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 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.

Le risque 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 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.

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.

Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 13.3.1.

18.7 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 ainsi 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.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

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.

Coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*)

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.

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* » (voir note 6) ;
- 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).

18.7.1 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	31/12/2022	31/12/2021
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	12 279	9 910
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(17 965)	(10 124)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE COUVERTURE		(5 686)	(214)
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	30 566	20 061
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(28 884)	(22 027)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE TRANSACTION		1 682	(1 966)

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	31/12/2021
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	1 138	3 613
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	1 638	407
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(8 462)	(4 234)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(5 686)	(214)
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(28)	(27)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	(217)	(45)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	1 927	(1 894)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		1 682	(1 966)

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	31/12/2021
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(1 385)	3 148
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		3 409	614
Sous-total	19.2	2 024	3 762
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(1 091)	(492)
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		(6 959)	(3 564)
Sous-total		(8 050)	(4 056)
Couverture de situations nettes à l'étranger		173	94
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		93	(14)
Couverture de juste valeur sur actifs liquides		74	-
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(5 686)	(214)

18.7.2 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 31/12/2022				Notionnel au 31/12/2021	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2022	31/12/2021
Achats de CAP	8	30	35	73	-	10	-
Opérations sur taux d'intérêts	8	30	35	73	-	10	-
Payeur fixe/receveur variable	515	5 059	5 704	11 278	5 904	1 807	264
Payeur variable/receveur fixe	779	6 536	14 732	22 047	20 989	(1 713)	2 976
Variable/variable	800	604	1 266	2 670	2 434	76	69
Fixe/fixe	-	1 921	7 271	9 192	9 366	958	304
Swaps de taux	2 094	14 120	28 973	45 187	38 693	1 128	3 613
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	2 102	14 150	29 008	45 260	38 693	1 138	3 613
Achats d'options	-	-	552	552	518	(22)	-
Swaps de taux	3 407	5 172	970	9 549	1 006	(6)	(27)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	3 407	5 172	1 522	10 101	1 524	(28)	(27)

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 18.7.3).

18.7.3 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. A 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 18.7.2).

Au 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2022				Notionnel à livrer au 31/12/2022				Juste valeur 31/12/2022
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	4 451	1 010	-	5 461	4 405	964	-	5 369	87
Swaps	25 682	9 303	15 647	50 632	25 257	8 992	14 720	48 969	1 531
Options	-	1 693	-	1 693	-	1 828	-	1 828	20
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	30 133	12 006	15 647	57 786	29 662	11 784	14 720	56 166	1 638
Change à terme	9 979	6 281	25	16 285	9 940	6 131	23	16 094	149
Swaps	22 274	7 457	231	29 962	22 484	7 694	225	30 403	(366)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	32 253	13 738	256	46 247	32 424	13 825	248	46 497	(217)

Au 31 décembre 2021 :

(en millions en euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2021				Notionnel à livrer au 31/12/2021				Juste valeur 31/12/2021
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	3 251	652	-	3 903	3 273	629	-	3 902	-
Swaps	23 421	6 506	17 195	47 122	23 362	6 311	16 921	46 594	406
Options	553	119	-	672	556	113	-	669	1
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	27 225	7 277	17 195	51 697	27 191	7 053	16 921	51 165	407
Change à terme	7 003	7 872	-	14 875	6 982	7 772	-	14 754	84
Swaps	24 729	4 018	263	29 010	24 810	4 048	257	29 115	(128)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	31 732	11 890	263	43 885	31 792	11 820	257	43 869	(44)

Le notionnel des *cross currency swaps*, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

18.7.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz et de charbon par des contrats de *futures*, *forwards*, *options* et *swaps* au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Les instruments dérivés de couverture liés aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2022				31/12/2021		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Notionnels nets Total	Notionnels nets	Juste valeur	
Électricité	Térawattheures	(1)	17	-	16	(3 619)	(31)	(3 808)
Gaz	Millions de therms	1 137	(864)	-	273	(4 999)	943	(925)
Produits pétroliers	Milliers de barils	5 263	6 781	-	12 044	96	14 097	166
CO2	Milliers de tonnes	2 490	1 646	-	4 136	60	7 224	333
Autres matières premières		-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DERIVES DE COUVERTURE LIES AUX MATIERES PREMIERES						(8 462)	-	(4 234)

Au 31 décembre 2022, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (8,5) milliards d'euros s'explique principalement par la hausse du *spread* prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture de gaz et d'électricité, compte tenu de la hausse des prix des commodities observée en 2022.

Ces éléments expliquent également l'écart de juste valeur observée entre 2022 et 2021, qui concerne essentiellement les couvertures prises pour les secteurs France - Production et Commercialisation, le Royaume-Uni et l'Italie.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2022		31/12/2021	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(13)	(1 090)	(111)	(1 719)
Gaz	Millions de therms	(2 497)	2 990	47 423	630
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 065	46	6 812	17
CO2	Milliers de tonnes	(1 417)	(28)	(7 880)	(628)
Charbon et fret	Millions de tonnes	(1)	15	-	(48)
Autres matières premières		-	(6)	-	(146)
INSTRUMENTS DERIVES DE TRANSACTIONS LIES AUX MATIERES PREMIERES			1 927		(1 894)

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

18.7.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2022			2021		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux ⁽⁴⁾	392	-	(1)	(98)	-	-
Couverture de change	2 653	598	92	2 684	720	(38)
Couverture d'investissement net à l'étranger	308	-	-	(1 078)	(405)	-
Couverture de matières premières	(9 002)	(3 131)	(2)	(7 356)	(2 198)	(2)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE⁽³⁾	(5 649)	(2 533)	89	(5 848)	(1 883)	(40)

⁽¹⁾+ / () : augmentation / (diminution) des capitaux propres part du Groupe.

⁽²⁾+ / () : augmentation / (diminution) du résultat part du Groupe.

⁽³⁾Hors entreprises associées et coentreprises.

⁽⁴⁾Au 31 décembre 2022, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour +155 millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les swaps de taux et de devises (*cross-currency swaps*). Ces variations de juste valeur sont recyclées en résultat, via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut (voir note 8.1).

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de (3 116) millions d'euros en 2022 (et de (3 965) millions d'euros en 2021).

Elle s'explique en 2022 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de + 308 millions d'euros (montant de (673) millions d'euros en 2021), des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de (3 579) millions d'euros (montant de (3 292) millions d'euros en 2021) et des coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*) pour un montant de + 155 millions d'euros en 2022 – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2022 pour (3 131) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- de gaz pour (1 794) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- d'électricité pour (1 218) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour (119) millions d'euros.

18.7.6 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 2022

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		Montant net
			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	
Juste valeur des dérivés – actif	42 845	4 493	76 159	(37 807)	38 352	(3 548)	(7 289)	27 515
Juste valeur des dérivés – passif	(46 849)	(5 533)	(79 123)	37 807	(41 316)	3 548	7 503	(30 265)

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		Montant net
			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	
Juste valeur des dérivés – actif	29 971	3 948	70 140	(44 117)	26 023	(1 645)	(8 309)	16 069
Juste valeur des dérivés – passif	(32 151)	(5 316)	(70 952)	44 117	(26 835)	1 645	5 996	(19 194)

Note 19 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

19.1 Résultat net courant

Le résultat net courant correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	Notes	2022			
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					(17 940)
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres ⁽¹⁾	8.3	3 160	(822)	(12)	2 326
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	849	(227)	-	622
Pertes de valeur		1 905	(132)	(478)	1 295
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles ⁽²⁾	10.8.1 et 10.8.2	1 762	(121)	(478)	1 163
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽³⁾	12.3	143	(11)	-	132
Autres éléments		858	181	(4)	1 035
- dont autres produits et charges d'exploitation	7	687	(141)	(4)	542
- dont provisions sur risques financiers sur participation		187	-	-	187
- dont charges sur contentieux fiscaux		-	322	-	322
- autres		(16)	-	-	(16)
RÉSULTAT NET COURANT					(12 662)

⁽¹⁾Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

⁽²⁾En 2022, les pertes de valeurs comprennent notamment une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros, la dépréciation de parcs éoliens aux États-Unis et au Mexique pour un montant total de (129) millions d'euros et la dépréciation d'un terrain au Royaume-Uni pour (120) millions d'euros.

⁽³⁾En 2022, les pertes de valeur liées aux titres de participations mis en équivalence concernent principalement des parcs éoliens aux États-Unis pour (139) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à (12 662) millions d'euros à fin décembre 2022, en baisse de (17 379) millions d'euros par rapport à 2021.

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Notes	2021			
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					5 113
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres ⁽¹⁾	8.3	(2 804)	776	3	(2 025)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	215	(66)	-	149
Pertes de valeur ⁽²⁾		872	(177)	(87)	608
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	10.8.1 et 10.8.2	653	(177)	(87)	389
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	12.3	219	-	-	219
Autres éléments		1 054	(152)	(30)	872
- dont autres produits et charges d'exploitation	7	1 123	(220)	(30)	873
- dont réévaluation fiscale des actifs en Italie		-	(103)	-	(103)
- dont hausse du taux d'impôt Royaume-Uni	9.2	-	359	-	359
- dont reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis	9.2	-	(191)	-	(191)
- autres		(69)	3	-	(66)
RÉSULTAT NET COURANT					4 717

⁽¹⁾Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

⁽²⁾En 2021, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation des actifs de la centrale de Dungeness pour un montant de (445) millions d'euros.

19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à

trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	31/12/2021
Emprunts et dettes financières	18.3.2	96 053	69 406
Dérivés de couvertures des dettes	18.7.1	(2 024)	(3 762)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(10 948)	(9 919)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	18.1.2	(18 507)	(12 737)
Dérivés de couvertures des actifs liquides	18.7.1	(74)	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		64 500	42 988

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 64 500 millions d'euros à fin décembre 2022 contre 42 988 millions d'euros à fin décembre 2021).

Note 20 Enjeux climatiques en lien avec les états financiers

Introduction et contexte

En cohérence avec sa **raison d'être**, « **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** » et sa stratégie CAP2030, le Groupe a défini 16 engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE). Ils sont construits autour de quatre enjeux : neutralité carbone et climat, préservation des ressources de la planète, bien-être et solidarités et développement responsable et sont déclinés dans les métiers ainsi que dans les projets d'investissement à l'aide d'une grille d'évaluation.

Ces engagements et leur mise en œuvre dans le Groupe sont également pilotés et suivis par plusieurs instances de gouvernance, sous l'égide du Conseil d'administration (voir section 3.5.2 du Document d'Enregistrement Universel 2022 Instances de gouvernance de la RSE).

L'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020 - 852 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux. Cette **réglementation dite « Taxonomie »**, s'inscrit dans la stratégie européenne de promouvoir l'émergence d'une finance durable qui contribue à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050, en particulier en favorisant l'orientation des flux de capitaux vers les investissements durables. Ce règlement a été complété par un acte délégué spécifique aux activités nucléaire et gaz publié le 2 février 2022 et applicable dès l'exercice 2022. Les informations et indicateurs prévus par cette réglementation (part de chiffre d'affaires, des investissements et des dépenses opérationnelles associées, aux activités éligibles, alignées, à la Taxonomie européenne) sont détaillés dans la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2022. La note 20.4 mentionne le montant des CAPEX alignés avec la Taxonomie.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au climat et au développement durable, 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, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, et d'autre part 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 20.1	Note 5.5.4 « Autres produits et charges » Note 10.2 « Autres actifs incorporels » Note 17.2 « Autres provisions »	Les enjeux climatiques et environnementaux sont appréhendés dans le cadre des dispositifs réglementaires liés aux droits 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 20.2.1	Note 15 « Provisions liées à la production nucléaires et actifs dédiés » Note 17 « Autres provisions et passifs éventuels »	Elles concernent les provisions liées : - à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé 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.
Evaluation des actifs - voir note 20.2.2	Note 10.8 « Pertes de valeur / reprise »	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 20.3	Note 18.3.2 « Emprunts et dettes financières » Note 14.4 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 18.4 « Lignes de crédit non utilisées »	Le Groupe a émis plusieurs financements indexés ou visant des projets RSE : <i>Green bonds</i> , <i>Social bonds</i> ainsi que des lignes de crédit indexées sur des critères ESG
Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat - voir notes 20.4 et 20.5	Note 10.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part importante 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 10.2.

20.1 Dépenses réglementaires

20.1.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Dispositif européen (EU-ETS)

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE ou EU-ETS) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en-deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO₂ pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021 - 2030) a été renforcé afin d'atteindre les 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 (objectif de réduction global de - 40 %/1990 pour l'Union européenne)⁽¹⁾. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit For 55*.

réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, en juillet 2021 un ensemble de propositions législatives « *Fit for 55* », visant à rapprocher l'Union européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO₂ d'au-moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. Le processus de « trilogue » européen finalisé en décembre 2022 a rehaussé les objectifs définis initialement par la Commission européenne en juillet 2021 dans ses propositions législatives. Les secteurs concernés par les ETS vont voir leurs quotas réduits de 62 % d'ici 2030 par rapport à 2005.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2022, le volume des émissions s'élève à 18 millions de tonnes (17 millions de tonnes pour l'année 2021).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 799 millions d'euros au 31 décembre 2022 (380 millions d'euros au 31 décembre 2021) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2022, 17 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU - ETS réalisées en 2021 (16 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions 2020).

Dispositif britannique (UK-ETS)

Depuis le Brexit, le Royaume-Uni a mis en place son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2022, le volume des émissions d'EDF Energy est de 0,1 millions de tonnes (2 millions de tonnes pour 2021) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 9 millions d'euros comptabilisés en provision (36 millions d'euros pour 2021).

EDF Energy a restitué en 2022, 2 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2021 (3 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions 2020).

Traitement comptable applicable aux quotas de CO₂

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles, « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts », à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché.

D'autre part, à chaque clôture, une provision est constatée à hauteur des émissions de l'exercice. La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (Certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de 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.

Les certificats (garanties d'origine) servent à garantir la provenance renouvelable de cette électricité qui transite par le réseau. Ils sont vendus par des exploitants de sites de production d'énergies renouvelables à des clients désireux de consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

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 (cas en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de Certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (cas en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des Certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison et Luminus).

Au 31 décembre 2022, une provision de 1 117 millions d'euros (1 156 millions d'euros en 2021) 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. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Traitement comptable applicable aux Certificats verts

Pour les entités productrices et commercialisatrices d'électricité :

- les certificats obtenus à hauteur 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 dans la ligne « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » ;

Par ailleurs, 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) et 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 marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

20.1.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

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.

En France, la loi du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie réalisées, directement ou indirectement, ou achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

Après avoir rempli son obligation CEE au titre de la 4^{ème} période du dispositif (2018 - 2021), EDF est entré dans la 5^e période du dispositif qui a débuté le 1^{er} janvier 2022 et s'achèvera le 31 décembre 2025. Cette 5^{ème} période est particulièrement marquée par une hausse significative de l'obligation.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique avec par exemple en 2022 la réalisation de 192 000 opérations de rénovations, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de Certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

Au Royaume-Uni, de façon volontaire, EDF Energy aide les entreprises à explorer et à développer des solutions en leur permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité Powershift.

Traitement comptable des Certificats d'économie d'énergie

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 pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des Certificats d'économies d'énergie réalisés 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.

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Ces provisions concernent principalement, celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé 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 15 pour EDF SA et EDF Energy.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelables et pour Certificats d'économie d'énergie (CEE). Au 31 décembre 2022, ces provisions s'élèvent à 1 926 millions d'euros (1 572 millions d'euros au 31 décembre 2021), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 17.3.5 qui font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay 3.

20.2.2 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. En particulier les scénarios à long terme retenus pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lesquels le Groupe opère, s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation et notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat. Comme indiqué en note 10.8, 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, apports hydrauliques et abattements environnementaux 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 volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité, vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2027 et 2050. Par ailleurs, les scénarios 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 l'économie avec une électrification des usages.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, charbon, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, au Laos ou encore en Belgique et de façon désormais très marginale en Angleterre (depuis la cession de West Burton B en 2021, voir note 3.1.2). La valeur nette comptable des actifs concernés est de 5 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (sans changement par rapport au 31 décembre 2021) dont 3,6 milliards d'euros en France et 1,0 milliard d'euros en

Italie.

En **France continentale**, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT, TAC, charbon) d'une valeur nette comptable de 1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022 (1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2021) a représenté en 2022 environ 3,57 % 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 a été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la centrale charbon du Havre (0.6 GW) a été fermée le 1^{er} avril 2021 et la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard.

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions de CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO₂ de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne.

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 1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022) et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. Dans les territoires où la PPE le prévoit, EDF envisage d'exploiter de nouvelles centrales qui fonctionneront à la biomasse liquide ou de convertir ses centrales existantes au bioliquide.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de CCG. 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 initié en 2019 la construction du premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et en 2020 la construction d'un projet *greenfield* de 760 MW à Presenzano (en Campanie), utilisant la même technologie, et à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) et qui devraient respectivement être mises en service en 2023.

20.3 Financement durable

20.3.1 Green Bonds

Depuis 2013, le Groupe a procédé à sept émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent de 9,96 milliards d'euros. Le cadre de financement (*Green Bond Framework*) visait la construction de nouveaux projets éoliens et solaires, des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine et à l'international, des projets d'efficacité énergétique et des projets de préservation de la biodiversité.

En juillet 2022, le Groupe a réalisé la 4^{ème} évolution de son *Green Bond Framework* devenant un *Green Financing Framework*, couvrant l'intégralité de ses financements « verts ». Les projets éligibles doivent respecter les critères de la Taxonomie européenne. Son champ d'application intègre les catégories précédemment éligibles auxquelles s'ajoutent deux nouvelles catégories : les réseaux de distribution et les actifs de production nucléaire. En outre, EDF s'est engagé à communiquer avant toute émission si le produit d'une émission est destinée à financer le nucléaire. Dans ce cadre, le 5 octobre 2022 le Groupe a procédé à l'émission d'une tranche de 1,25 milliard d'euros pour financer des activités de réseaux de distribution.

Par ailleurs, ce *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la *Loan Syndications and Trading Association*).

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir section 6.7 du Document d'enregistrement universel 2021). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d'EDF.

20.3.2 Social Bonds (Obligations sociales hybrides)

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros.

Les fonds levés ont financé des projets éligibles tels que définis dans le *Social Bond Framework* du groupe EDF. Il s'agit de dépenses d'investissements engagées par EDF auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution en Europe et au Royaume-Uni.

La conformité du *Social Bond Framework* aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par un tiers indépendant.

20.3.3 Prêt bilatéral vert

Le 18 novembre 2022, EDF a signé un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros en cohérence avec le *Green Financing Framework* d'EDF avec CACIB. Il s'inscrit dans le programme industriel majeur du Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire français au-delà de 40 ans. Ses fonds seront dédiés au financement de la maintenance du parc permettant la poursuite d'une production d'électricité très faiblement carbonée, à savoir 4g équivalent CO₂ par kWh sur le cycle de vie⁽¹⁾.

(1) Selon l'étude Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire d'EDF publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants, <https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-dedf>

20.3.4 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Le groupe EDF dispose de 18 lignes de crédit bilatérales renouvelables ainsi que deux crédits syndiqués indexés sur les performances du Groupe en matière de développement durable, qui intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement, dont :

- un crédit syndiqué « vert » de 4 milliards d'euros avec plus de 20 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de trois KPIs environnementaux ;
- une facilité de crédit renouvelable « sociale » de 1,5 milliard d'euros avec 9 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de quatre KPI axés sur une transition juste et inclusive d'EDF ;
- 18 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG. Les marges sont ajustées en fonction de la performance des différents KPIs retenus avec les banques.

Au 31 décembre 2022, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères ESG non tirées (y compris les facilités de crédit syndiqué) représentent plus de 10,05 milliards d'euros, soit 72 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4). En 2022, le Groupe respecte des indicateurs fixés.

20.4 Investissements décarbonés

En 2022, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 19,2 milliards d'euros composé pour 18,3 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,9 milliard d'investissements financiers bruts.

En 2022, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2021), dont 50 % d'investissements dans le secteur nucléaire (50 % en 2021). Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la Taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2022 sont de 66 % (contre 44 % au 31 décembre 2021 publié et 63 % en proforma au 31 décembre 2021, intégrant les effets de l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz), incluant notamment les investissements dans le nucléaire en France, dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien), les installations hydrauliques et dans certains services énergétiques (se référer à la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2022).

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). Plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, filiale dédiée à la production et à la commercialisation de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie et de la mobilité lourde.

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 (33,9 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2022), dans le cadre de la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020, déclinée selon trois axes (respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU ; respect des grandes conventions internationales relatives aux droits de l'homme ; bilan annuel relatif aux investissements responsables), applicable aux actifs gérés en direct comme aux actifs dont la gestion est déléguée à des sociétés spécialisées.

En 2022, en particulier, un bilan du respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU et des grandes conventions internationales par les sociétés de gestion déléguées a été dressé et, s'agissant du risque climatique, un bilan des émissions carbone a été établi portant sur les actifs cotés ou non cotés. Des analyses de scénarios climatiques, intégrées désormais aux études de rendement et de risque des actifs dédiés, ont été réalisées, conformément aux recommandations du réseau NGFS (*Network for Greening the Financial System*), visant 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.

En ce qui concerne les actifs 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), notamment en demandant la mise en place d'un bilan carbone et un suivi de l'empreinte environnementale des entreprises du portefeuille.

20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique

Le Groupe poursuit ses engagements pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment à travers différentes actions mentionnées ci-dessous.

20.5.1 Dépenses de recherche et développement (R&D)

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial, tant sur la transition électrique, climatique, numérique que sociétale.

En 2022, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 649 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 473 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, EDF Energy et Edison.

En France, 99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces budgets 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, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Les activités de recherche liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique, l'amélioration des techniques des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, les plateformes d'échange sur les études concernant la transition écologique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Par ailleurs, le Chantier CAP 2030 Thermique décarboné, lancé en mars 2021, a pour objectif de proposer pour chaque parc thermique du Groupe une stratégie de décarbonation des actifs existants et de développement pour les nouveaux actifs décarbonés avec une feuille de route pour garantir la mise à disposition de tels moyens de production thermique décarbonés au moment voulu, et donc la maîtrise des technologies et compétences afférentes. Dans ce cadre l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030 du Groupe.

20.5.2 Autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

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 dotation 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.

Afin de remplir son objectif d'entreprise responsable à l'égard de l'environnement, le groupe mobilise l'ensemble de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

Actions en faveur de la biodiversité

Engagé depuis 2006 en faveur de la biodiversité à travers une politique dédiée, l'ambition biodiversité du groupe EDF se traduit aujourd'hui dans son engagement dans deux dispositifs « Entreprises engagées pour la nature » et « act4nature international ». Ces engagements volontaires comptent une vingtaine d'actions qui portent sur la réduction de la contribution aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité (tels qu'identifiés par l'IPBES-équivalent du GIEC pour la Biodiversité), la recréation d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le renforcement de l'amélioration des connaissances et leur partage, le renforcement de la gouvernance de la biodiversité et la sensibilisation des salariés.

Au-delà de ces engagements volontaires, le Groupe, par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de ses activités hydroélectriques, a réalisé en France continentale entre 2013 et 2022 plus de 66 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologique (classés en « liste 2 » au titre de la « loi sur l'eau et les milieux aquatiques »), qui représentent un montant d'investissements cumulés de 107 millions d'euros (hors subventions reçues). Il s'agit d'équipements de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

Mobilisation vis-à-vis des salariés et électrification de la flotte de véhicules

En lien avec ses ambitions en faveur de l'environnement et du climat, le Groupe sensibilise et forme ses salariés aux enjeux liés à l'environnement et au développement durable. En 2022, l'offre de formation « Environnement – Développement durable » réunissant des formations relatives au *management* de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales, a permis à 1 755 salariés d'EDF SA de bénéficier de 19 061 heures de formation.

En outre, le déploiement à l'échelle du Groupe de l'atelier pédagogique et collaboratif « La fresque du climat », animé en présentiel et en ligne par des salariés volontaires, formés en interne, a permis de sensibiliser 66 000 salariés aux enjeux du dérèglement climatique.

Sur la base d'un concept analogue à celui de la « Fresque du climat », la « Fresque de la biodiversité » sensibilise aux causes de l'érosion de la biodiversité. L'objectif de 1 000 salariés formés ou sensibilisés à la biodiversité à fin 2022 a été dépassé.

En devenant le premier groupe français à signer l'engagement EV100, EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030. A fin 2022, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 22,6 % (plus de 10 300 véhicules électriques, soit plus de 2 500 véhicules électriques de plus qu'à fin 2021). A travers la signature de cet engagement, le Groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à des offres compétitives auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales du groupe EDF.

Par ailleurs, pour l'exercice 2022, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente, pour leurs flottes respectives, 10 % des critères d'intéressement d'EDF SA et d'Enedis.

20.5.3 Dépenses pour l'adaptation des actifs du Groupe aux changements climatiques

Concernant l'adaptation du parc nucléaire actuel et futur en France, outre les travaux relatifs à la sûreté et la sécurité notamment réglementaires ou en lien avec des prescriptions de l'autorité de sûreté, EDF a mis en place un plan d'adaptation des installations et de leurs activités. Le projet ADAPT s'inscrit dans une approche systémique qui vise à analyser la résilience de l'ensemble des écosystèmes qu'ils soient naturels ou socioéconomiques et dont dépend la capacité à produire des installations.

Ce plan intègre en particulier le caractère systémique et évolutif du dérèglement climatique. Ces travaux permettent, entre autres :

- d'imaginer les futurs climatiques des territoires à divers horizons temporels ;
- d'améliorer le niveau de protection de nos installations contre les aléas naturels en quantifiant mieux les niveaux extrêmes de ces derniers ;
- de réduire l'impact environnemental de nos installations ;
- d'identifier des solutions innovantes permettant par exemple de récupérer l'eau évaporée au sein de tours aéroréfrigérantes et, dans un futur proche, de tester les plus prometteuses in situ.

L'accélération du dérèglement climatique conduit également le Groupe à renforcer ses capacités en matière de R&D et d'ingénierie en augmentant le recrutement de compétences clés dans tous les domaines associés : climatologie, hydrogéologie, environnement, et bien sûr dans la filière de l'ingénierie technique.

Note 21 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2022. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2022	31/12/2021
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	61 990	54 268
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	16 900	16 996
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	6 345	5 837
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		85 235	77 101

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.

21.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2022	31/12/2021
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	43 863	37 908
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	17 456	16 047
Engagements de location en tant que preneur	671	313
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	61 990	54 268

⁽¹⁾Hors achats de gaz et services associés.

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 20 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.

Au 31 décembre 2022, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022					31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	Échéances > 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	30 085	5 702	9 626	5 815	8 942	24 557
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	362	118	132	112	-	346
Achats de combustible nucléaire	13 416	1 944	5 710	4 771	991	13 005
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	43 863	7 764	15 468	10 698	9 933	37 908

⁽¹⁾ Il n'y a plus d'engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises au 31 décembre 2022 (487 millions d'euros au 31 décembre 2021).

⁽²⁾ Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.1.1.4).

21.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2022 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 produite à partir de bagasse et de charbon.

L'évolution sur l'année s'explique principalement par la hausse de 3 milliards d'euros des engagements d'achats chez EDF Energy compte tenu de la hausse des prix de l'électricité projetée pour les 10 prochaines années. Par ailleurs, l'augmentation des engagements d'achats pour 2 milliards d'euros chez EDF, Enedis et Luminus s'expliquent par la prolongation de certains contrats et la forte hausse des prix de l'énergie.

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 50 TWh pour l'exercice 2022 (54 TWh pour 2021), dont 6 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2021), 22 TWh au titre de l'éolien (25 TWh pour 2021), 13 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2021) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2021).

21.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

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.

21.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

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.

21.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2022, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2022				31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	Échéances > 5 ans	Total
Edison	124	12	48	64	137
EDF	56	4	12	40	23

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 pour 2023 de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 5 et 22 ans selon les contrats.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards 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 ne commencera qu'à partir de 2023.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,7 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans. 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 est prévue à partir de 2026.

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 méthanier 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. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée depuis 2018.

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2022, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022				31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	Échéances > 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	9 648	3 259	3 711	2 678	8 693
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	7 611	4 294	2 685	632	7 173
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	197	67	100	30	181
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	17 456	7 620	6 496	3 340	16 047

⁽¹⁾Hors énergies et combustibles.

⁽²⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 912 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 928 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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 2022 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, Edison et EDF.

Leur évolution s'explique essentiellement par les nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis) et la mise en place par Edison de nouvelles garanties dans le cadre de son activité.

21.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
EDF Renouvelables	3 252	3 024
Edison	2 373	1 882
EDF	1 314	1 228
Framatome	1 111	1 087
EDF Energy	622	571
Autres entités	976	901
TOTAL	9 648	8 693

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
EDF	3 399	3 360
Framatome	1 493	1 399
Enedis	896	794
EDF Renouvelables	450	544
EDF Energy	317	381
Autres entités	1 056	695
TOTAL	7 611	7 173

21.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2022, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022				31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	Échéances > 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	671	49	248	374	313

Pour rappel, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2022 s'établit à 83 millions d'euros (204 millions d'euros au 31 décembre 2021) ;
- les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2022 s'établit à 588 millions d'euros (109 millions d'euros au 31 décembre 2021).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2022, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022				31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	Échéances > 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 867	10 411	5 013	443	15 905
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	864	12	751	101	929
Autres engagements donnés liés aux investissements	169	165	4	-	162
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	16 900	10 588	5 768	544	16 996

⁽¹⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 183 millions d'euros au 31 décembre 2022 (194 millions d'euros au 31 décembre 2021).

21.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
EDF	4 041	4 109
EDF Energy	5 179	6 346
Enedis	2 956	2 568
EDF Renouvelables	2 050	1 431
Framatome	666	520
Autres entités	975	931
TOTAL	15 867	15 905

Les engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels restent stables. La hausse des engagements d'EDF Renouvelables (augmentation des commandes principalement aux États-Unis et au Brésil, partiellement compensée par l'avancement et la mise en service de parcs solaires et éoliens, notamment au Canada) et dans une moindre mesure d'Enedis (augmentation des engagements d'achats de matériel électrique et baisse des engagements liés à la fin du déploiement généralisé des compteurs Linky) est compensée par une baisse des engagements d'EDF Energy (avancement du projet HPC combiné à l'effet de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro).

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

La diminution des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement due à l'acquisition par Framatome de la captive d'assurance Foyer au premier semestre 2022.

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent Luminus.

Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui définit 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.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (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 mai 2026. 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 février 2024 et mai 2025.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 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 2022, 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

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2022 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de l'exploitation d'un aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2022 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022				31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	Échéances > 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 616	1 321	421	1 874	3 986
Garanties financières données	1 587	33	996	558	1 265
Autres engagements donnés liés au financement	1 142	1 034	28	80	586
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	6 345	2 388	1 445	2 512	5 837

⁽¹⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 2 609 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 597 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables et Jera.

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 Renouvelables.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

21.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	31/12/2021
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	21.2.1	8 916	9 065
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	21.2.2	317	609
Engagements reçus liés aux opérations de financement ⁽²⁾	21.2.3	22	18
TOTAL DES ENGAGEMENTS RECUS		9 255	9 692

⁽¹⁾Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 21.2.1.4).

⁽²⁾Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 18.4.

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2022 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022				31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	Échéances > 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	509	100	202	207	661
Engagements sur ventes d'exploitation	6 348	1 743	3 298	1 307	6 360
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 998	1 241	230	527	1 991
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	61	19	27	15	53
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	8 916	3 103	3 757	2 056	9 065

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2022, le Groupe bénéficie à hauteur de 509 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) et sur des locations immobilières.

21.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

21.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

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 avec des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

21.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF 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 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 150 TWh depuis le 1^{er} janvier 2020 (voir note 5.1.1).

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	31/12/2022				31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	317	235	35	47	609

La diminution des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par l'échéance au début de l'année 2022 d'une garantie reçue dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2022				31/12/2021
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	22	3	13	6	18

Note 22 Parties liées

Principes et méthodes comptables

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
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Chiffre d'affaires	933	797	-	-	2 709	2 501	3 642	3 298
Achats d'énergie	2 279	4 196	2	2	2 895	2 441	5 176	6 639
Achats externes	13	16	7	7	206	343	226	366
Actifs financiers	135	160	-	-	-	-	135	160
Autres actifs	2 195	844	-	-	560	630	2 755	1 474
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	441	1 367	1	1	558	623	1 000	1 991

⁽¹⁾ Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE) et Taishan) sont présentées en note 12.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés, qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

22.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

22.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 89,01 % du capital d'EDF au 31 décembre 2022. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'offre intervenue le 3 février 2023. A l'issue de l'offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANes EDF en circulation (voir note 2). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANes EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Energie En Actions et l'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

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 a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

22.2.2 Relations avec ENGIE

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus.

Par ailleurs, en ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, ENGIE a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'État, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de GPL à l'électricité ou aux ENR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. A terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de réseaux de distribution d'électricité.

ENGIE a mis en demeure les communes de Bastia et d'Ajaccio de notifier l'attribution des concessions avant le 31 juillet 2023. A défaut ils mettront fin à l'exploitation du GPL en Corse.

22.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions avec Orano 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).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

22.3 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 2021 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 12,5 millions d'euros en 2022 (18,6 millions d'euros en 2021 ce montant intègre des bonus long terme conditionnés à l'atteinte de critères de performance sur la période 2019-2021). 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

Aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux mentionnés dans la note 2 des comptes consolidés.

Note 24 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 2022 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 022	26,7	2 928	14,2
Entités contrôlées ⁽¹⁾	6 531	57,7	15 464	75,2
Sous-total	9 553	84,4	18 392	89,4
Services autres que la certification des comptes⁽²⁾				
EDF	1 480	13,0	678	3,3
Entités contrôlées ⁽¹⁾	292	2,6	1 508	7,3
Sous-total	1 772	15,6	2 187	10,6
TOTAL	11 325	100	20 579	100

⁽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⁾ Les prestations fournies couvrent les 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 ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2021

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2021 :

(en milliers d'euros)

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 840	27,9	2 942	15,9
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 033	49,4	14 276	77,3
Sous-total	7 873	77,2	17 218	93,2
Services autres que la certification des comptes⁽²⁾				
EDF	832	8,2	520	2,8
Entités contrôlées ⁽¹⁾	1 493	14,6	735	4,0
Sous-total	2 325	22,8	1 255	6,8
TOTAL	10 198	100	18 473	100

⁽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⁾ Les prestations fournies couvrent les 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 ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.