



MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE L'INDUSTRIE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Agence des
participations
de l'État

RAPPORT FINANCIER

2023

Conception et rédaction

Agence des participations de l'État

<https://www.economie.gouv.fr/agence-participations-etat>

Graphisme

Secrétariat général

Sircom

Rapport financier – septembre 2024

Préambule

Les comptes présentés constituent des comptes combinés pour l'exercice 2023. Les principales différences entre des comptes combinés et des comptes consolidés sont les suivantes :

- compte tenu de l'absence de liens capitalistiques entre les entités, les fonds propres combinés représentent le cumul des capitaux propres des entités et de leurs filiales consolidées ;
- lors du cumul des capitaux propres des entités combinées, il ne peut être constaté d'intérêts minoritaires. Les intérêts minoritaires présentés au bilan combiné sont ceux déjà présents au bilan de chacune des entités du périmètre ;
- treize entités du périmètre sont incluses dans la combinaison par dérogation au règlement CRC n° 2002-12 du 12 décembre 2002 en utilisant la méthode de la mise en équivalence (Airbus, Air France-KLM, Dexia, Engie, Eramet, Naval Group, La Française des Jeux, La Poste, Orange, Renault, Safran, Semmaris et Thales).

Le périmètre des comptes combinés 2023 correspond au périmètre de l'annexe du décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004 modifié et portant création du service à compétence nationale de l'Agence des participations de l'État, ainsi que tout changement (retrait ou ajout) intervenu depuis.

L'élaboration de comptes combinés requiert l'application par toutes les entités combinées d'un corps de normes homogènes. Le périmètre de combinaison inclut des entités présentant des comptes en référentiel français et d'autres entités présentant des comptes en référentiel IFRS. Compte tenu du poids significatif des entités présentant des comptes en référentiel IFRS, il a été opté dans la continuité des exercices précédents pour une présentation des données combinées du rapport État actionnaire en norme IFRS.

A la date d'établissement des comptes combinés, les comptes de ODAS et du LFB ont été intégrés sur une base provisoire.

ATTESTATION

COMPTES COMBINÉS
DE L'AGENCE
DES PARTICIPATIONS
DE L'ÉTAT

AVIS DU GROUPE
DE PERSONNALITÉS
INDÉPENDANTES

Vu l'arrêté du ministre de l'Économie et des Finances en date du 16 juin 2020 nommant le groupe chargé d'apprécier les questions de méthode comptable à trancher pour l'élaboration des états financiers du rapport relatif à l'État actionnaire prévu à l'article 179-I-11° modifié de la loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019, loi de finances pour 2020.

Après avoir examiné :

- le manuel de combinaison de l'Agence des participations de l'État;
- les principes comptables sur les comptes combinés 2023, inclus dans le rapport de l'État actionnaire – Agence des participations de l'État établi en application de l'article 179-I-11° de la loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 modifié.

Considérant que :

- les comptes combinés au 31 décembre 2023 arrêtés au 31 mars 2024 comprennent l'ensemble des entités significatives relevant du périmètre de l'Agence des participations énuméré par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004 modifié portant création du service à compétence nationale Agence des participations de l'État, ainsi que tout changement (retrait ou ajout) intervenu depuis. La liste des entités significatives comprises dans les comptes combinés au 31 décembre 2023 figure à la note 33 – Périmètre de combinaison du présent rapport;
- le périmètre des comptes combinés, ainsi produit est plus restreint que celui qui résulterait de l'application de l'article 179-I-11° de la loi n° 2019-1479 modifiée, comme précisé au point 2.2 des Principes comptables;
- les états financiers combinés 2023, leurs principes comptables et les notes annexes sont présentés dans ce document;
- l'avis requis du groupe de Personnalités Indépendantes suivant l'article 179-I-11° de la loi n° 2019-1479 modifiée n'est pas une attestation d'audit des états financiers combinés de l'État actionnaire.

Le groupe de Personnalités Indépendantes :

- atteste la conformité des principes comptables contenus dans le manuel de combinaison, rappelés à la note 2 - Principes comptables et dans les encarts « Principes comptables » en préambule des notes annexes du rapport 2023-2024, avec ceux retenus en France pour les sociétés cotées sur un marché réglementé;
- estime que ces principes comptables de combinaison sont de nature à couvrir l'ensemble des aspects techniques soulevés par la combinaison des participations de l'État et que l'application intégrale des principes comptables du manuel doit permettre d'obtenir la meilleure image possible du patrimoine, de la situation financière et du résultat des entités combinées comprises dans le périmètre de combinaison et détaillées dans le rapport 2023-2024 (cf. Principes comptables, point 2.2).

Paris, le 18 juillet 2024

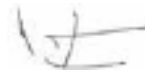
Le groupe de Personnalités Indépendantes



Danièle
LAJOURMARD



Audrey
RIVIÈRE



William
NAHUM



Philippe
TOURON

NOTE À L'ATTENTION DU LECTEUR

Les chiffres « 2022 pro forma » sont retraités tels que décrits dans le point 9 des principes comptables.

L'ensemble des montants du présent rapport sont exprimés en millions d'euros (M€) sauf mention contraire.

Les chiffres de ce rapport peuvent ne pas correspondre précisément aux totaux en raison des arrondis.

Tableau 1. Compte de résultat

En M€	Notes	2022	2023
Chiffre d'affaires	1	207 498	205 997
Autres produits de l'activité	1	10 358	11 637
Achats et charges externes	2	- 168 299	- 130 789
Impôts et taxes	2	- 5 379	- 6 419
Personnel	2	- 39 988	- 41 897
Autres produits et charges opérationnelles	2	1 684	10 916
Marge opérationnelle		5 874	49 445
Dotations nettes aux amortissements	3	- 17 777	- 17 818
Variation nette des provisions	4	1 296	1 008
Pertes de valeur	3	- 1 745	- 12 929
Plus ou moins values sur cession d'actifs	5	- 1 623	- 1 305
Résultat opérationnel		- 13 976	18 400
Résultat financier	6	- 5 230	- 5 137
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		- 19 205	13 263
Impôts différés et exigibles	7	3 188	- 3 071
Résultat des sociétés mises en équivalence	12	3 585	3 910
Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession	18	- 84	- 70
Résultat net de l'ensemble combiné		- 12 517	14 032
<i>Part du groupe</i>		- 12 505	16 081
<i>Part des minoritaires</i>		- 12	- 2 049

Tableau 2. État du résultat global

En M€	2022	Part groupe	Intérêts minoritaires	2023	Part groupe	Intérêts minoritaires
Résultat net de l'ensemble combiné	- 12 522	- 12 510	- 12	14 032	16 081	- 2 049
Variation brute	- 1 660	- 1 660		138	138	
Effet impôt	428	428		- 247	- 247	
Quote-part des entreprises associées et co-entreprises	1	1		-	-	
Juste valeur des actifs évalués à la juste valeur par OCI	- 1 231	- 1 231	-	- 109	- 109	-
Variation brute	- 2 597	- 2 712	115	6 935	6 876	59
Effet impôt	896	918	- 22	- 1 856	- 1 840	- 15
Quote-part des entreprises associées et co-entreprises	375	374	1	- 85	- 73	- 12
Juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	- 1 326	- 1 420	94	4 993	4 962	32
Variation	- 1 146	- 626	- 520	327	141	187
Quote-part des entreprises associées et co-entreprises	86	91	- 5	- 200	- 187	- 13
"Ecart de conversion et couverture d'investissement net"	- 1 060	- 535	- 524	127	- 47	174
Autres variations recyclables ultérieurement en résultat	140	135	5	- 34	- 38	4
Autres variations recyclables ultérieurement en résultat - QP des entreprises associées et co-entreprises	- 29	- 38	9	- 3	- 13	10
Autres variations recyclables ultérieurement en résultat	111	97	14	- 37	- 50	14
Éléments recyclables relatifs aux activités cédées abandonnées ou destinées à être cédées	6	6	-	- 6	- 6	-
Éléments recyclables en résultat	- 3 500	- 3 083	- 417	4 969	4 750	219
Variation	- 164	- 164	-	970	969	1
Quote-part des entreprises associées et co-entreprises	- 940	- 940	-	1 046	1 046	-
Autres variations non recyclables ultérieurement en résultat	- 1 104	- 1 104	-	2 017	2 016	1
Variation brute	4 556	4 853	- 297	259	440	- 181
Effet impôt	520	425	95	204	170	34
Quote-part des entreprises associées et co-entreprises	240	243	- 3	- 33	- 27	- 6
Ecart actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	5 317	5 522	- 205	430	583	- 152
Éléments non recyclables en résultat	4 213	4 418	- 205	2 447	2 598	- 151
<i>Éléments comptabilisés en capitaux propres dans les sociétés contrôlées</i>	<i>713</i>	<i>1 335</i>	<i>- 622</i>	<i>7 416</i>	<i>7 348</i>	<i>68</i>
<i>Éléments comptabilisés en capitaux propres dans les sociétés mises en équivalence</i>	<i>- 916</i>	<i>- 916</i>	<i>-</i>	<i>- 610</i>	<i>- 610</i>	<i>-</i>
Total éléments comptabilisés en capitaux propres	- 203	419	- 622	6 806	6 738	68
Résultat global de l'ensemble combiné	- 12 725	- 12 091	- 634	20 838	22 819	- 1 982

Tableau 3. État de la situation financière, actif

En M€	Notes	31.12.2022	31.12.2023
Ecart d'acquisition	8	14 309	13 479
Immobilisations incorporelles du domaine propre		23 930	25 282
Immobilisations incorporelles du domaine concédé		3 139	3 068
Immobilisations incorporelles	9	27 069	28 350
Immobilisations corporelles du domaine propre		232 658	237 944
Immobilisations corporelles du domaine concédé		74 711	76 816
Immobilisations corporelles	10	307 369	314 760
Immeubles de placement	11	890	930
Titres mis en équivalence	12	59 787	60 968
Actifs financiers	13	104 638	98 020
Impôts différés actifs	7	13 789	12 496
Autres actifs non courants		5	16
Actif non courant		527 857	529 020
Stocks	14	22 505	23 490
Clients et comptes rattachés	15	35 804	37 085
Actifs d'exploitation		58 309	60 575
Actifs financiers	13	65 938	46 220
Autres actifs	16	43 830	39 633
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	37 350	38 543
Actif courant		205 426	184 970
Actifs détenus en vue de la vente	18	527	794
Total Actif		733 810	714 785

Tableau 4. État de la situation financière, passif

En M€	Notes	31.12.2022	31.12.2023
Capital		22 217	7 534
Primes		12 010	12 010
Réserves		110 878	113 300
Résultat		- 12 505	16 081
Capitaux propres - part du groupe		132 600	148 926
Capitaux propres - intérêts minoritaires		13 248	13 340
Total capitaux propres		145 847	162 265
Passifs des concessions	19	44 558	45 332
Avantages au personnel	20	20 159	20 218
Autres provisions	21	81 317	85 962
Provisions		101 476	106 180
Passifs financiers	23	164 574	157 137
Impôts différés passifs	7	2 237	1 697
Autres passifs non courants	26	35	28
Passif non courant		312 880	310 374
Avantages au personnel	20	1 040	926
Autres provisions	21	9 009	8 475
Provisions		10 049	9 401
Dettes d'exploitation	25	40 916	37 975
Passifs financiers	23	110 596	81 388
Autres passifs	26	113 102	112 989
Passif courant		274 664	241 753
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	18	419	393
Total Passif		733 810	714 785

Tableau 5. Variation des capitaux propres

En M€	Capital / Dotation en capital	Primes	Réserves	Capitaux propres part groupe	Intérêts minoritaires	Capitaux propres de l'ensemble combiné
Capitaux propres au 31.12.2021	21 657	15 712	95 978	133 346	12 482	145 829
Correction sur ouverture			- 27	- 27	1	- 26
Capitaux propres retraités au 31.12.2021	21 657	15 712	95 952	133 320	12 483	145 803
Eléments du résultat global nets d'impôts						
Juste valeur des actifs évalués à la juste valeur			- 1 232	- 1 232	-	- 1 232
Juste valeur des instruments de couverture			- 1 794	- 1 794	93	- 1 701
Ecarts de conversion et couverture d'investissement			- 626	- 626	- 520	- 1 146
Autres variations recyclables en résultat			141	141	5	146
Autres variations non recyclables en résultat			- 164	- 164	-	- 164
Ecarts actuariels sur avantages au personnel			5 279	5 279	- 202	5 077
Eléments du résultat global entreprises associées directes			- 269	- 269	2	- 267
Autres éléments du résultat global entreprises associées indirectes			- 916	- 916	-	- 916
Total éléments du résultat global	-	-	420	420	- 622	- 202
Paiement en actions						
Résultat net de la période			- 12 510	- 12 510		- 12 522
Augmentation de capital			4 558	4 924	23	4 947
Dividendes			- 2 847	- 2 847	- 498	- 3 345
Variations de périmètre			102	102		101
Actions propres			- 162	- 162	-	- 162
Emissions et rémunérations de titres subordonnés à durée indéterminée			- 2 558	- 2 558	-	- 2 558
Minoritaires mouvements sur titres			- 399	- 399	- 160	- 559
Transactions entre actionnaires			152	152	-	152
Reprise de dettes SNCF			10 000	10 000	-	10 000
Autres			4 332	824	2 034	2 858
Capitaux propres au 31.12.2022	22 217	12 010	97 064	131 291	13 248	144 539
Correction sur ouverture			1 309	1 309		1 309
Capitaux propres retraités au 31.12.2022	22 217	12 010	98 373	132 600	13 248	145 848
Eléments du résultat global nets d'impôts						
Juste valeur des actifs évalués à la juste valeur			- 110	- 110	-	- 110
Juste valeur des instruments de couverture			5 035	5 035	52	5 088
Ecarts de conversion et couverture d'investissement			- 22	- 22	185	163
Autres variations recyclables en résultat			- 77	- 77	- 3	- 80
Autres variations non recyclables en résultat			977	977		977
Ecarts actuariels sur avantages au personnel			604	604	- 146	458
Autres éléments du résultat global entreprises associées indirectes			331	331	- 21	310
Eléments du résultat global entreprises associées directes						-
Total éléments du résultat global	-	-	6 738	6 738	6 738	68
Paiement en actions						
Résultat net de la période			51	51	-	51
Augmentation de capital				397	1	398
Réduction de capital (1)	- 3 500			- 3 500	-	- 3 500
Dividendes			- 4 025	- 4 025	- 635	- 4 660
Variations de périmètre			99	99	1	100
Actions propres			- 326	- 326	-	- 326
Emissions et rémunérations de titres subordonnés à durée indéterminée			1 830	1 830	-	1 830
Minoritaires mouvements sur titres			- 93	- 93	- 51	- 144
Transactions entre actionnaires			18	18	-	18
Autres			- 944	- 944	2 758	1 814
Capitaux propres au 31.12.2023	19 114	12 010	117 802	148 925	13 339	162 265

(1) reprise chez l'EPIC Bpifrance de la dotation en numéraire dans le cadre du Fonds pour l'Innovation et l'Industrie (FII) pour 3,5 Md€

Tableau 6. Tableau de flux de trésorerie

En M€	2022	2023
Résultat net avant charges d'impôts	-15 183	17 103
Résultat des co-entreprises et entreprises associées	-3 585	- 3 910
Dividendes reçus des co-entreprises et entreprises associées	954	1 136
Résultat des activités cédées ou destinées à être abandonnées	87	20
Plus ou moins value de cession	1 434	1 351
Dotations nettes opérationnelles hors dépréciation actif circulant	17 992	31 440
Dotations nettes financières	281	97
Dotations nettes opérationnelles sur actifs circulants	190	579
Variation de juste valeur des actifs et passifs	-1 418	2 437
Autres éléments éléments non monétaires	-1 318	4 142
Capacité d'autofinancement avant intérêts et avant impôts	- 566	54 395
Variation du BFR (hors dépréciation et dettes sur immobilisations)	-2 986	- 7 502
Produits et charges financières (hors effet de change)	4 134	6 511
Impôt sur les bénéfices payés	-1 992	- 4 248
Besoin en fonds de roulement, intérêts nets, impôts versés	- 844	- 5 239
Flux nets de trésorerie générés par l'activité	- 1 410	49 156
Investissements corporels et incorporels	-33 816	- 36 450
Produits de cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	576	233
Coût d'acquisition titres (donnant le contrôle/déjà consolidés) net de la trésorerie acquise	-632	- 348
Cession de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	1 470	375
Variation des actifs financiers	-2 237	4 187
Subventions d'investissement reçues maintenues au passif	6 015	6 283
Flux nets de trésorerie générés par l'investissement	- 28 624	- 25 720
Augmentation de capital/transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	5 249	1 825
Résuction de capital	0	- 3 500
Dividendes versés	-969	- 1 728
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	-492	- 635
Achats / ventes d'actions propres	608	0
Emissions d'emprunts	60 235	28 015
Remboursements d'emprunts	-26 738	- 40 486
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés	-606	- 630
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	140	161
Intérêts payés	-4 126	- 5 867
Variation des concours bancaires courants	-384	664
Flux nets de trésorerie générés par le financement	32 919	- 22 181
Variation de trésorerie	2 885	1 256
Trésorerie et équivalents de trésorerie ouverture	34 993	37 350
Trésorerie et équivalents de trésorerie clôture	37 350	38 543
Variation de trésorerie cash	2 885	1 256
Variation de trésorerie non cash	- 529	- 63
Ecarts de change et autres mouvements	- 416	- 80
Autres variations non cash	- 113	17
Total variation non cash	-529	-63

* reclassement au 1^{er} janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettes au sein des autres dettes financières.

ATTESTATION	2		
FAITS SIGNIFICATIFS DE LA PÉRIODE	10	NOTES ANNEXES	36
1. CONTEXTE MACRO-ÉCONOMIQUE	11	COMPTE DE RÉSULTAT	37
2. FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE	11	NOTE 1 CHIFFRE D'AFFAIRES ET AUTRES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES	37
3. MOUVEMENTS DE PÉRIMÈTRE	14	NOTE 2 AUTRES CHARGES ET PRODUITS OPÉRATIONNELS	39
4. PROJETS DANS LE NUCLÉAIRE	16	NOTE 3 DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR	41
5. PROJET DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	19	NOTE 4 VARIATION NETTE DES PROVISIONS	41
6. LES OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	20	NOTE 5 PLUS OU MOINS VALUES SUR CÉSSION D'ACTIFS	42
7. FAITS SIGNIFICATIFS CONCERNANT LES ENTITÉS MISES EN ÉQUIVALENCE	20	NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER	43
8. ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	29	NOTE 7 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	45
PRINCIPES COMPTABLES	30	ACTIFS IMMOBILISÉS	47
1. RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET PRINCIPES GÉNÉRAUX	31	NOTE 8 ÉCARTS D'ACQUISITION	47
2. PÉRIMÈTRE DE COMBINAISON ET MÉTHODE DE COMBINAISON	32	NOTE 9 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	48
3. HOMOGENÉITÉ DES PRINCIPES ET CONVERGENCE	33	NOTE 10 IMMOBILISATIONS CORPORELLES CONCÉDÉES ET PROPRES	50
4. ÉLIMINATION DES COMPTES INTRAGROUPES	33	NOTE 11 IMMEUBLES DE PLACEMENT	55
5. MÉTHODE DE CONVERSION	33	NOTE 12 TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE	56
6. ESTIMATIONS	33	AUTRES ACTIFS	58
7. ACTIONS PROPRES	34	NOTE 13 ACTIFS FINANCIERS	58
8. TITRES SUBORDONNÉS	34	NOTE 14 STOCKS	63
9. OPÉRATIONS SUR LE BILAN D'OUVERTURE	34	NOTE 15 CRÉANCES CLIENTS ET ACTIFS DE CONTRATS	65
		NOTE 16 AUTRES ACTIFS	66
		NOTE 17 DISPONIBILITÉS ET QUASI DISPONIBILITÉS	66
		ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	67
		NOTE 18 ACTIFS ET PASSIFS NON COURANTS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	67
		PASSIFS	68
		NOTE 19 CONTRE VALEUR DES BIENS MIS EN CONCESSION	68
		PROVISIONS	69
		NOTE 20 AVANTAGES AU PERSONNEL	69
		NOTE 21 PROVISIONS COURANTES ET NON COURANTES	77
		NOTE 22 ACTIFS DÉDIÉS À LA COUVERTURE DES PROVISIONS NUCLÉAIRES	99
		AUTRES PASSIFS	101
		NOTE 23 PASSIFS FINANCIERS	101
		NOTE 24 INSTRUMENTS DÉRIVÉS	103
		NOTE 25 DETTES FOURNISSEURS ET PASSIFS DE CONTRATS	106
		NOTE 26 AUTRES PASSIFS	107
		NOTE 27 GESTION DES RISQUES FINANCIERS	108
		TRÉSORERIE	115
		NOTE 28 ENDETTEMENT NET (HORS TRÉSORERIE BANCAIRE)	115
		NOTE 29 ÉLÉMENTS D'ANALYSE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE	116
		AUTRES INFORMATIONS	117
		NOTE 30 ENGAGEMENTS HORS BILAN	117
		NOTE 31 PARTIES LIÉES	121
		NOTE 32 INFORMATIONS SECTORIELLES	128
		NOTE 33 PÉRIMÈTRE DE COMBINAISON	134

FAITS SIGNIFICATIFS DE LA PÉRIODE

1. CONTEXTE MACRO-ÉCONOMIQUE

Les entreprises du portefeuille subissent comme en 2022 les conséquences macro-économiques des tensions géopolitiques (conflit Israël-Hamas, guerre en Ukraine, tensions Chine-Taiwan,...), même si elles ne disposent pas d'actifs géographiquement implantés sur les territoires concernés, à l'exception notable des mines détenues par Orano au Niger (voir Faits marquants de l'exercice). Indépendamment du caractère potentiellement porteur de tels événements sur certains marchés spécifiques, plusieurs effets négatifs indirects sur la performance économique sont encore observés :

- une inflation qui ralentit sous l'effet du recul des prix de l'énergie et de l'alimentaire mais qui reste à un niveau élevé et sous tension et qui se traduit par une forte progression des coûts d'exploitation, en particulier de la masse salariale et de la facture énergétique (électricité, gaz, carburant, ...);

- des tensions persistantes sur les chaînes logistiques internationales, conduisant à un allongement des délais d'approvisionnement voire des ruptures d'approvisionnement de la part de fournisseurs;

- la persistance de taux d'intérêts élevés : l'exercice 2023 a été marqué par une stabilisation des taux d'intérêt, après une forte hausse enregistrée pendant l'exercice 2022, sous l'effet des mesures prises par les banques centrales afin de lutter contre l'inflation.

Ces conditions sont susceptibles d'avoir des conséquences sur l'ensemble des états financiers.

A noter également les impacts de la réforme des retraites dans les comptes. La loi n° 2023-270 du 14 avril 2023 a relevé l'âge légal de départ à la retraite en France, pour le porter à 64 ans contre 62 ans auparavant. Ce changement est effectué progressivement sur une période de 8 ans à compter des assurés nés à partir du 1^{er} septembre 1961. En conformité avec la norme IAS 19, la réforme des retraites constitue une modification de régime et les impacts sont comptabilisés en résultat.

2. FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE

SNCF - Suivi du plan de relance ferroviaire

Le plan de relance du ferroviaire engagé par l'État en 2020 pour un montant de 4,05 Md€ s'est soldé par le reversement d'un montant complémentaire de 0,644 Md€ le 14 mars 2023 par l'État à SNCF Réseau, par l'intermédiaire du fonds de concours. Pour rappel, un montant de 1,645 Md€ a été versé en 2021 et deux autres montants de 0,693 Md€ et 1,068 Md€ ont été versés en 2022.

SNCF - Ouverture d'une enquête approfondie de la Commission européenne sur les mesures françaises de soutien en faveur de Fret SNCF

Les suites, à date, de l'enquête ouverte le 18 janvier 2023 par la Commission européenne à l'encontre de l'État français sur des mesures de soutien dont a bénéficié FRET SNCF durant la période 2007-2019 sont présentées dans les paragraphes ci-après.

Dans un courrier du 23 mai 2023, le ministère chargé des transports a informé le président de SNCF SA que l'analyse préliminaire de la Commission européenne devrait conduire à la conclusion que la prise en charge récurrente des pertes de FRET SNCF par SA SNCF devrait être considérée comme une aide d'État illégale.

Compte tenu des risques encourus en cas de décision négative avec récupération de l'aide considérée comme illégale, l'Etat et le groupe SNCF ont considéré qu'il convient dès lors de mettre en œuvre une nouvelle étape de transformation.

Cette transformation se traduira notamment par la création de 2 nouvelles entités qui devront être constituées au plus tard au 31 décembre 2024.

L'une sera dédiée à l'activité de trains mutualisés, dite de « gestion capacitaire » ; l'autre sera une entreprise de maintenance qui offrira la réalisation de prestations d'entretien de matériels roulants. Parallèlement à la création de ces nouvelles entités, FRET SNCF devra se désengager progressivement de 23 flux dits « trains entiers dédiés » en facilitant la reprise de ces flux par exemple en cédant parallèlement des locomotives. D'autres mesures complémentaires sont également prévues telles que le transfert de la gestion et de l'exploitation de la plateforme logistique de Saint-Priest près de Lyon à un opérateur tiers ; la cession d'actifs si possible à des tiers (notamment biens immobiliers, et matériels roulants) conduisant à diminuer de 40 % en valeur de marché la valeur des actifs de la nouvelle entreprise ferroviaire par rapport à l'ensemble des actifs de FRET SNCF au 31 décembre 2021, et l'ouverture à moyen terme, à des tiers minoritaires, du capital de Rail Logistics Europe, intégrant les 2 nouvelles structures.

Si elle est engagée rapidement, cette transformation devrait permettre, au terme de la procédure formelle d'examen, d'obtenir de la Commission européenne le constat d'une discontinuité économique de FRET SNCF, et donc à l'absence d'extension aux deux nouvelles entités d'une obligation de remboursement de toute aide passée.

Au 31 décembre 2023, la mise en œuvre de la discontinuité a commencé par la reprise de flux dédiés par d'autres opérateurs de transport ferroviaire. Au 1^{er} janvier 2024, Fret SNCF a déjà cessé l'exploitation de 15 flux.

Les cessions des 39 locomotives propriété de FRET SNCF utilisées pour les flux dédiés pourront intervenir en 2024 ou au-delà.

Les comptes de SNCF ne présentent donc pas d'impact significatif de ces mesures de discontinuité.

Audiovisuel public – Négociations des futurs Contrat d'objectifs et de moyens (COM)

L'année 2023 a été marquée par les négociations du futur Contrat d'objectifs et de moyens (COM) de l'entreprise pour la période 2024-2028. Le document, partagé par l'entreprise et ses tutelles, réaffirme les priorités stratégiques : relever le défi technologique, renforcer son impact, proposer l'offre d'information de référence et lutter contre la désinformation, rassembler tous les Français, notamment dans les territoires en collaboration approfondie avec Radio France, et reconquérir les jeunes publics. Une partie des objectifs définis pour France Télévisions fera l'objet en 2024, 2025 et 2026 de financements dans le cadre d'une enveloppe dédiée (« programme de transformation »). Cette enveloppe permettra de financer des projets visant à la modernisation et la transformation de l'audiovisuel public et comportera une part importante d'initiatives menées en coopération entre plusieurs entreprises publiques du secteur.

Ces négociations doivent aboutir au premier trimestre 2024, à la signature du COM intervenant après validation en Conseil d'administration et avis de l'ARCOM et des commissions des affaires culturelles des deux chambres du Parlement.

Dans ce cadre, la tutelle a entériné, en octobre 2023, la trajectoire budgétaire de l'audiovisuel public pour la période 2024-2028.

ADP - Projet de fusion entre GIL & GAL

ADP et GMR Airports Infrastructure (GIL), sociétés cotées et coactionnaires à hauteur respectivement de 49 % et 51 % de la holding aéroportuaire GMR Airports (GAL), ont annoncé le 19 mars 2023 la signature d'un accord-cadre initiant un processus devant aboutir à une fusion entre GIL et GAL en 2024 (« New GIL »).

La fusion permettra au Groupe ADP de :

- Simplifier et clarifier la structure capitalistique des actifs aéroportuaires ;
- Révéler pleinement la valeur de GAL et rendre liquides les titres détenus par Groupe ADP par la détention d'un intérêt économique, estimé à 45,7 %, dans une holding aéroportuaire cotée sur les marchés financiers indiens ;
- Faire de New GIL une plateforme de développement plus agile pour saisir de nouvelles opportunités en Inde et en Asie du Sud-Est.

ADP disposera, via un pacte d'actionnaires, de droits de gouvernance étendus dans New GIL, similaires à ceux détenus aujourd'hui dans GAL, préservant son influence.

Dans la perspective de cette fusion et afin d'accélérer l'apurement de certains passifs de GIL, Groupe ADP a souscrit à la totalité des obligations convertibles (FCCBs - Foreign Currency Convertible Bond) émises par GIL le 25 mars 2023 pour un montant de 331 M€.

La date effective de la fusion dépendra de la réalisation de conditions de fond et de forme non encore levées à ce stade comme la soumission et l'approbation du NCLT (« National Company Law Tribunal »), l'exécution d'autres transactions et la soumission de la demande de fusion à la Bourse.

ADP - Renouvellement de la concession de l'aéroport d'Ankara

En décembre 2022, TAV Airports a remporté l'appel d'offres pour le renouvellement de la concession de l'aéroport d'Ankara. Au cours du premier semestre 2023, TAV Ankara (société détenue à 100 % par TAV Airports) a procédé à la signature du contrat de renouvellement de la concession et a effectué le paiement de 119 M€ à la Direction générale de l'aviation civile turque (Devlet Hava Meydanları İşletmesi ou DHMI) correspondant à 25 % du loyer total conformément à l'appel d'offres.

ADP - Plan d'actionnariat salariés

Dans le cadre de sa feuille de route stratégique « 2025 Pioneers » Aéroports de Paris a lancé en 2023 une nouvelle opération exceptionnelle d'actionnariat salarié (opération ABELIA).

En effet le volet « Shared Dynamics » (Innover, accompagner et responsabiliser) du plan stratégique « 2025 Pioneers » comporte parmi ses objectifs celui de réaliser au moins une opération d'actionnariat salarié d'ici 2025 (périmètre ADP S.A.).

Cette opération ABELIA a donc démarré avec un Plan d'Attribution Gratuite d'Actions (PAGA), en application des dispositions des articles L. 225-197-1 à L. 225-197-5 du code de Commerce. Les actions attribuées sont des actions ADP existantes.

Chaque salarié de la société Aéroports de Paris S.A. avec 3 mois d'ancienneté s'est ainsi vu attribuer par le Conseil d'Administration de la société le 21 juin 2023 les droits d'acquérir gratuitement 3 actions de l'entreprise.

Cette attribution gratuite d'actions ne sera définitive qu'au terme d'une période dite « d'acquisition » d'un an, soit donc à la date du 24 juin 2024. Aucune condition de présence ou de performance n'est requise au terme de cette période dite « d'acquisition », pour rendre cette acquisition définitive. C'est donc à compter de cette date d'acquisition du 24 juin 2024 que les salariés détiendront les actions attribuées par le Conseil d'Administration.

Cette opération ABELIA s'est poursuivie avec le versement d'un abondement unilatéral le 18 décembre 2023 à tous les salariés ayant une ancienneté minimale de 3 mois : un montant brut uniforme pour tous les salariés de 879,84 € soit, net de CSG-CRDS, 794,49 €, investi en parts du FCPE d'actionnariat salarié au sein du PEG, et disponible à compter du 1^{er} juin 2028 (sauf cas de déblocage anticipé).

A la fin de l'année 2023 le FCPE ADP ACTIONNARIAT SALARIE détenait 1,69 % du capital de l'entreprise.

Orano - Signature de l'accord global de partenariat au Niger et situation au Niger

Le 4 mai 2023, l'État du Niger et Orano avaient signé un accord global de partenariat. Cet accord qui illustre la volonté du Niger et d'Orano de renforcer durablement leurs liens, couvre plusieurs sujets parmi lesquels les modalités d'exploitation du projet Imouraren et l'apurement de la situation financière

d'Imouraren SA, les conditions de poursuite de l'exploitation de la mine de Somaïr, les conditions de financement du réaménagement de Cominak et l'engagement sociétal d'Orano au Niger. Il concilie la volonté du Niger de maximiser les retombées économiques et financières de l'exploitation des entreprises minières, de préserver la pérennité économique de Somaïr et de limiter l'impact socio-économique de la fermeture de Cominak.

Le 26 juillet 2023, un coup d'État a renversé le Président en exercice au Niger avec son gouvernement. En réaction, la CEDEAO (Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest) a mis en place un embargo conduisant à la fermeture du principal corridor d'approvisionnement des sites miniers via le Bénin. Dans ce contexte, la Somaïr a mis en place un aménagement progressif de l'organisation du travail en anticipant ses activités de maintenance des installations de traitement de minerai et en maintenant aussi longtemps que possible les activités d'extraction de minerai à la mine. La sécurité d'approvisionnement des clients d'Orano est toujours assurée grâce à la diversité de ses sources d'approvisionnement. En ce début d'année 2024, Somaïr teste des solutions logistiques alternatives fiables et conformes à ses règles de fonctionnement pour redémarrer progressivement ses activités. Le projet de réaménagement de Cominak continue conformément aux engagements du groupe et au planning. Il est financé à 100 % par Orano. S'agissant d'Imouraren, les études se poursuivent. Au la date d'arrêt de ses comptes, Orano a considéré que ces événements n'avaient pas d'impact immédiat sur la valeur comptable de ses actifs mais a enregistré une provision pour risque dans l'hypothèse d'un enlisement de la situation.

Société de Prise de Participation de l'Etat (SPPE) – Arrivée à échéance de la garantie

En date du 18 janvier 2016, la France, la SPPE et le Conseil de résolution unique ont signé la convention de prêt entérinant la mise en place du dispositif d'urgence de soutien en liquidité au Fonds de résolution unique (FRU). Ce dispositif de garantie couvrant la période du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2023 est arrivé à échéance.

Areva - Evolution des discussions avec Teollisuuden Voima (TVO) et Siemens sur le projet OL3

A l'issue de la phase de Demonstration Run (D4) qui avait commencé le 25 septembre 2022 et qui consistait notamment en un test de performance de 24 heures et une période d'un mois de fonctionnement ininterrompu à 100 % de puissance, le client TVO disposait d'un mois pour délivrer, ou non, la réception provisoire de la centrale (PTO), moyennant une liste de réserves (Punch List) à lever pendant la période de garantie de deux ans s'ouvrant à la PTO afin d'obtenir la réception définitive.

TVO a signé le 18 avril 2023 le certificat délivrant la réception provisoire (PTO); un communiqué de presse a été publié par TVO le même jour. Dès cette date, la centrale était exploitée sous la pleine responsabilité de TVO. Le même jour, la version

finale et définitive de la Punch List a été obtenue du client TVO.

AREVA doit désormais obtenir la livraison finale de la centrale, dite FTO: pour ce faire, AREVA doit, pour ce qui concerne son périmètre, lever les réserves définies lors de la PTO et procéder aux réparations relevant des appels en garantie de TVO. Cette campagne de travaux est prévue jusqu'en avril 2025, pendant la période de garantie du contrat.

Par ailleurs, AREVA et Siemens ont poursuivi des discussions avec TVO en vue de conclure un nouvel avenant à l'Accord Transactionnel Global (ou Global Settlement Agreement) dit «GSA3». Elles ont pour objet:

- de définir les contours d'un accord de principe de Siemens sur l'indemnisation par Siemens des surcoûts subis de son fait en 2021 et 2022 jusqu'à la PTO;
- de préciser les termes d'une renonciation à recours réciproques entre AREVA et Siemens jusqu'à la PTO ainsi que la prise en charge à 100 % par Siemens des pénalités contractuelles liées à la performance de la centrale;
- de convenir avec TVO des efforts financiers que ce dernier était prêt à consentir afin de sécuriser l'achèvement du projet.

A la date d'arrêt de ses comptes les discussions se poursuivent avec Siemens sur ces différents sujets.

Dans ces conditions, AREVA a décidé de solliciter une nouvelle prorogation du mandat ad hoc ouvert pour les sociétés AREVA SA et AREVA NP par ordonnance du Président du tribunal de commerce de Nanterre en date du 11 mai 2022. Cette prorogation a été décidée pour une durée de cinq mois jusqu'au 31 juillet 2024 par une ordonnance en date du 1^{er} mars 2024.

LFB – Poursuite des difficultés de trésorerie

L'État a accordé deux Avances en Compte Courant au LFB pour couvrir ses besoins de trésorerie:

- Le 30 janvier 2023 à hauteur de 150 M€;
- Le 7 juillet 2023 à hauteur de 140 M€.

Les créanciers privés sollicités pour donner leur accord ont accordé les waivers nécessaires à ces opérations.

LFB - Autorisation d'ouverture d'Arras

Le 17 octobre 2023, l'ANSM a transmis au LFB et posté sur le site Eudra GMP, l'autorisation d'ouverture du site d'Arras, suite à l'instruction/inspection sur site du 18 au 21 juillet 2023. L'obtention de l'autorisation d'ouverture était l'une des étapes clés pour pouvoir commercialiser en France les produits fabriqués sur le site d'Arras, en particulier les lots de validation.

3. MOUVEMENTS DE PÉRIMÈTRE

Des mouvements de périmètre très limités

Création SNPE

Par un arrêté du 12 janvier 2023, le ministère de l'Economie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique a acté la cession par GIAT Industries SAS de sa participation au capital de SNPE à l'État. Suite à cette cession le groupe SNPE est autonome et sa consolidation a été réalisée pour l'exercice 2023.

SNPE a des activités de holding, de réhabilitation et restructuration de sites industriels, et a reçu et émis des garanties liées aux passifs environnementaux d'activités passées. Elle détient 100 % d'Eurenc Holding qui détient l'ensemble des autres entités du groupe.

Le groupe Eurenc regroupe des activités militaires de Poudres et Explosifs et une activité civile d'Additifs pour carburant diesel. Les sociétés du groupe proposent une gamme de produits énergétiques (poudres, objets combustibles, explosifs) pour la production de munitions et dispositifs pyrotechniques à usage militaire ou industriels. Eurenc propose également des chargements en explosifs composites pour les munitions insensibles.

Des opérations capitalistiques, dont des augmentations de capital et des opérations de refinancement nécessaires aux ambitions des plans stratégiques

EDF – Résultat de l'offre publique d'achat simplifiée et mise œuvre du retrait obligatoire des titres de capital d'EDF

L'Autorité des marchés financiers (AMF) a rendu le 22 novembre 2022 une décision de conformité sur l'Offre publique d'achat simplifiée (l'Offre) de l'État français sur les titres de capital d'EDF.

L'Offre a été ouverte du 24 novembre 2022 au 3 février 2023 inclus. 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.

Le 2 mai 2023, la Cour d'appel de Paris a rejeté le recours en annulation formé contre la décision de conformité rendue par l'AMF. En conséquence, l'AMF a annoncé, dans un avis publié le 2 mai 2023, la réouverture de l'Offre du 4 mai 2023 au 17 mai 2023 inclus, conformément aux engagements pris par l'État français.

À l'issue de l'Offre ouverte, l'État français a demandé la mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire, tel que décrit dans la note d'information relative à l'OPAS, dans la mesure

où les conditions légales et réglementaires de cette mise en œuvre sont réunies.

Toutes les actions et les OCEANes EDF non apportées à l'OPAS et non détenues par l'État français ont été visées par cette procédure de retrait obligatoire intervenue le 8 juin 2023, comme indiqué par l'AMF dans son avis du 26 mai 2023, et indemnisées au même prix que l'OPAS, à savoir 12,00 € par action et 15,52 € par OCEANE EDF. L'État détient à présent l'intégralité du capital et des droits de vote d'EDF.

EPIC BPI - Reprise par l'État des dotations au Fonds pour l'Innovation et l'Industrie

Les dotations en numéraire et en titres transférées par l'État à l'EPIC Bpifrance dans le cadre du Fonds pour l'Innovation et l'Industrie (FII) ont été reprises sur l'exercice 2023.

Le 15 février 2023, conformément à l'arrêté du 7 février 2023, les dotations en numéraire ont été restituées pour un montant de 3 500 M€.

Le 31 mai 2023, conformément à la décision du 22 mai 2023, les dotations en titres EDF ont été restituées pour un montant de 3 940,2 M€.

A cette même date, conformément à l'arrêté du 24 mai 2023, les titres EDF reçus par l'EPIC Bpifrance au titre du dividende 2021 ont été cédés à l'État pour un montant de 91,9 M€.

Le 5 septembre 2023, conformément à la décision du 21 juillet 2023, les dotations en titres TSA ont été restituées pour un montant de 7 561,3 M€.

L'impact de la reprise de la dotation en numéraire est reflété dans les comptes combinés avec une diminution du poste Autres actifs financiers non courants de 3 500 M€ et en contrepartie une diminution des capitaux propres. En revanche la dotation des titres EDF et TSA étaient neutralisées dans les comptes combinés car les deux entreprises sont dans le périmètre de consolidation. Les effets de la reprise des titres ont donc également été neutralisés.

Les autres augmentations de capital

Outre les opérations mentionnées précédemment, l'État a participé sur l'exercice 2023 à des libérations / augmentations de capital dans les entités du périmètre combiné. Les principales sociétés concernées sont :

- L'audiovisuel public à hauteur de 39 M€ ;
- Imprimerie Nationale (IN Groupe) à hauteur de 50 M€ ;
- Société pour le Logement Intermédiaire (SLI) : La société a procédé à 4 appels de fonds à l'État à hauteur de 156 M€.

Mouvements de cession de titres des entités du périmètre

EDF

Cession par Edison de sa participation dans Reggane-Nord en Algérie

Edison a finalisé en 2023 la cession à Repsol et Wintershall Dea de sa participation de 11,25 % dans Reggane-Nord en Algérie suite à l'approbation des autorités algériennes le 12 octobre 2023. Les accords engageants de cession ayant été signés en 2022, les actifs et passifs correspondants étaient classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2022. Cette opération est sans impact sur le résultat 2023.

Cession de Suir Engineering par Imtech réalisée le 1^{er} février 2023;

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 vient diminuer l'endettement financier d'EDF de 0,1 Md€.

Cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas réalisée le 25 janvier 2023.

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 Md€ sur le compte de résultat du Groupe en 2022 (principalement liée à la reprise d'une provision pour contrat onéreux devenue sans objet), et un impact non significatif sur l'endettement financier d'EDF en 2023.

ADP

La société Select Service Partner, sélectionnée à l'issue d'une consultation menée en 2021, est entrée le 25 octobre 2023 au capital social d'Extime Food & Beverage Paris à hauteur de 50 %. Cette opération a été autorisée par l'Autorité de la concurrence en août 2023.

Les comptes d'Extime Food & Beverage Paris, consolidés par intégration globale jusqu'à cette prise de participation par Select Service Partner, sont depuis comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

RATP

En Algérie, la filiale exploitant les tramways rencontrait depuis 2019 des difficultés persistantes de trésorerie, liées à des retards de règlement du client. Cette situation, conjuguée au souhait affiché par le gouvernement algérien de reprendre le contrôle de cette activité, avait conduit RATP à enclencher un processus de cession et à présenter les activités algériennes dans les comptes consolidés 2022, selon la norme IFRS 5. Cette activité a été cédée aux autorités algériennes le 21 mars 2023, conformément aux mécanismes contractuels du pacte d'actionnaires alors en vigueur. L'opération de cession est traduite dans les comptes consolidés 2023, selon la norme IFRS 5.

En Grande-Bretagne, les difficultés opérationnelles persistantes (pénuries de conducteurs, hausse significative des coûts de production, situation de marché difficile, ...) avaient conduit la RATP à engager un processus d'évaluation de ses options stratégiques au second semestre 2022 (hors Sightseeing UK), et à présenter les activités londoniennes de RATP Dev selon la norme IFRS 5. RATP Dev poursuit par ailleurs résolument ses efforts de redressement de la performance opérationnelle et économique de cette activité, qui ont permis une amélioration progressive de ses principaux indicateurs. Le projet de désengagement suit son cours, via des discussions avancées avec plusieurs opérateurs candidats. En conséquence, la RATP a décidé de poursuivre la présentation de ces activités selon la norme IFRS 5.

Enfin, la société de mobilités urbaines Cityscoot, dans lequel la RATP détient une participation consolidée par mise en équivalence, s'est déclarée en cessation de paiements en novembre 2023. A la date de cet arrêté, elle est actuellement placée sous le régime de sauvegarde du tribunal de commerce de Paris. La valeur des titres mis en équivalence et l'ensemble des créances ont été dépréciées.

Mouvements d'acquisitions de titres des entités du périmètre

EDF - Activités nucléaires 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). Cette transaction permettra à 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.

L'opération a été finalisée le 31 mai 2024.

SNCF - Acquisition du groupe allemand Trans-O-Flex par la filiale Geodis

Le 2 mars 2023, Geodis a finalisé l'acquisition de 100 % de l'entreprise allemande Trans-O-Flex, spécialiste et leader dans le transport sous température contrôlée. L'entreprise a développé son propre réseau et mis en place des solutions logistiques dédiées aux secteurs des cosmétiques, de l'électronique grand public et de la santé en Allemagne et en Autriche, où elle emploie près de 2 000 personnes réparties sur 77 sites et entrepôts.

Grâce à cette acquisition, GEODIS se positionne parmi les acteurs majeurs sur le marché de la santé et renforce ses capacités de livraison express en Allemagne, un des pays stratégiques pour la SNCF.

Imprimerie Nationale (IN Groupe)

La société IN Participations a signé en date du 9 novembre 2023 un protocole afin d'acquérir les activités numériques au Danemark du Groupe européen Nexi. Cette acquisition s'inscrit dans la stratégie de renforcement des activités numériques d'IN Groupe. La date de réalisation de l'opération est prévue courant 2024.

En date du 12 janvier 2023, IN Développement a pris une participation minoritaire (10 %) dans la société Coréenne Agencomm, un fournisseur de composants électroniques; cette prise de participation permet à l'IN Groupe de sécuriser la chaîne de valeur et la disponibilité de ses composants.

IN Participations a pris une participation minoritaire dans la société Archipels en date du 11 mai 2023 dont elle détient désormais 25,49 %. Archipels propose des solutions de gestion des identités et attributs numériques décentralisés certifiés et vérifiable pour les tiers de confiance.

Le 13 décembre 2023, la société IN Continu et Services a pris une participation de 10 % dans la société MZ Technology qui développe des technologies innovantes portant sur les hologrammes tactiles dans l'air et de saisie sans contact.

Mouvements de périmètre entre entités mises en équivalence

Thales / Safran

Safran a finalisé et conclu le 2 octobre 2023 l'acquisition de l'activité de systèmes électriques aéronautiques de Thales, qui porte sur la conversion, la génération de puissance et les moteurs électriques pour l'aéronautique civile et militaire.

Cette activité est présente dans la génération de puissance et des moteurs électriques pour le secteur de l'aéronautique civile et militaire, permettant de mieux maîtriser la chaîne électrique, notamment grâce à l'apport de compétences de premier plan dans la conversion électrique.

Cette acquisition comprend, en France, les sociétés Thales Avionics Electrical Systems et Thales Avionics Electrical Motors, implantées sur les sites de Chatou (78), Meru (60), et Conflans-Ste Honorine (78), ainsi que les activités de support,

de maintenance et de production pour les équipements électriques aéronautiques implantées à Orlando (États-Unis) et à Singapour.

Le transfert du contrôle des activités en France a été réalisé. Celui des activités basées aux États-Unis et à Singapour sera réalisé à l'issue d'une période de transition qui permettra d'obtenir les agréments de certification nécessaires.

Eramet / Safran / Airbus

Après avoir signé le 22 février 2022 un protocole d'accord avec le groupe minier et métallurgique Eramet en vue d'acquérir sa filiale Aubert & Duval, le consortium composé de Safran, Airbus et Tikehau Ace Capital a procédé à la signature d'un contrat d'acquisition le 21 juin 2022.

Safran, Airbus et Tikehau Ace Capital ont créé en mai 2022 une société, AD Holding, détenue à parts égales par les trois actionnaires (33,33 % chacun) et destinée à acquérir la société Aubert & Duval.

Le 22 décembre 2022, la Commission européenne a autorisé Safran, Airbus et Tikehau Ace Capital à acquérir Aubert & Duval, filiale d'Eramet mais l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence de la Chine restait à obtenir pour pouvoir conclure l'opération.

Le 28 avril 2023, toutes les conditions étant remplies, AD Holding a finalisé l'acquisition de la société Aubert & Duval auprès d'Eramet.

La forte compétence d'Aubert & Duval dans les aciers spéciaux et les superalliages, ainsi que son expertise plus récente de la filière titane, sont essentielles aux produits des filières aéronautiques, du transport, de l'énergie, de la défense et du médical.

La société a réalisé un chiffre d'affaires de 521 M€ sur l'année 2023 depuis son intégration dans les comptes de Safran.

Cette acquisition est consolidée dans les comptes de Safran par mise en équivalence depuis le 1^{er} mai 2023 au sein du secteur Propulsion. Les comptes de Safran intègrent huit mois d'activité d'Aubert & Duval représentant une contribution de -1 M€.

4. PROJETS DANS LE NUCLEAIRE

Principaux projets menés par EDF dans le domaine

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

EDF mène depuis 2014 le programme « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, notamment pour poursuivre leur exploitation au-delà de 40 ans. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'Autorité de sûreté nucléaire

(ASN), notamment sur les VD 4900 et 1300 et le lancement de la phase Études de la VD 5900, pour un montant d'investissements sur cette période estimée à 33 milliards en euros courants, soit 31,2 Md€2021. En 2023, le montant total des investissements s'élève à 4,4 Md€.

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.

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 a considéré que la stratégie d'EDF était appropriée compte tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Début 2023, les résultats des expertises réalisées sur une soudure doublement réparée à la construction du réacteur de Penly 1, ont conduit EDF à remettre à l'ASN, le 10 mars 2023, une proposition de mise à jour de sa stratégie visant à accélérer le rythme des contrôles des soudures réparées à la construction, sur les arrêts programmés pour maintenance des réacteurs en 2023, 2024 et 2025.

L'ASN a indiqué mi-mars 2023 avoir pris acte de cette évolution de la stratégie et poursuivre le dialogue technique avec EDF afin de s'assurer de la pertinence du calendrier envisagé. Dans une note d'information publiée le 25 avril 2023, l'ASN a validé le calendrier proposé par EDF.

En application de cette stratégie, EDF a réalisé en 2023 et poursuit en 2024 le programme de contrôles des soudures réparées identifiées comme prioritaires du fait de leurs conditions de réparation à la construction. Les contrôles de ces réparations sont réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance. EDF n'envisage pas d'arrêts supplémentaires ou dédiés.

La bonne maîtrise opérationnelle du chantier de corrosion sous contrainte en 2023 a permis de rétablir le niveau de production d'EDF. En 2023, la production nucléaire définitive s'est établie à 320,4 TWh, en hausse de près de 42 TWh par rapport à 2022.

EPR de Flamanville 3

Conformément au calendrier annoncé le 16 décembre 2022, au cours de l'exercice 2023, EDF a poursuivi l'achèvement de

l'installation et la finalisation des activités de préparation du chargement du combustible prévu en 2024.

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'estimation du coût à terminaison reste inchangée à 13,2 Md€.

En 2023, le projet a connu les étapes suivantes :

- La finalisation de l'instruction technique par l'ASN et l'IRSN des principaux sujets encore ouverts (filtration RIS, soupapes du pressuriseur, ...);
- La finalisation du chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal (CSP), avec plus de 120 soudures remises à niveau et plus de 200 traitements thermiques de détensionnement (TTD) réalisés;
- La finalisation le 10 décembre des Essais de Requalification d'Ensemble de l'installation avec 4 000 équipements vérifiés;
- La décision de l'ASN du 16 mai 2023 autorisant l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer fin 2025 à l'issue du premier cycle d'exploitation de la tranche.

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 »). Le Contract for Difference signé le 29 septembre 2016 vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC 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 HPC 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, HPC recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, HPC devra payer la différence.

Le projet Hinkley Point C a franchi une série d'étapes importantes fin 2023 :

- le dôme sur le bâtiment réacteur de l'unité 1 a été posé le 15 décembre 2023;
- le design détaillé associé à la prochaine phase de travaux électromécaniques a été finalisé;
- 70 % des équipements de l'unité 1 ont été livrés;
- les générateurs de vapeur ont été construits;

- les essais du système britannique d'instrumentation et de contrôle ont commencé.

En termes de calendrier, un démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 vers la fin de la décennie est désormais envisagé.

Plusieurs scénarios sont considérés :

- Le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029. Ce planning repose sur une productivité cible pour les montages électromécaniques, sous-tendue par la mise en œuvre de plans d'actions en cours d'élaboration;
- Un second scénario (cas de base), tenant compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'actions, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais, conduit à un démarrage de la production en 2030;
- Enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31Mds£ et 34Mds£2015 selon les cas de figure. Le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction.

Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1 Md£2015.

Les nouvelles hypothèses structurantes ainsi que la mise à jour des autres hypothèses clés ont conduit EDF à comptabiliser une perte de valeur sur les immobilisations en cours du projet à hauteur de -11151 M€ au 31 décembre 2023.

En termes de financement :

- les accords conclus entre EDF Energy et CGN prévoient un mécanisme de financement de certains surcoûts par EDF en cas de dépassement du budget initial ou de retard. Ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023. En l'occurrence, cela se traduit par l'apport de financement d'EDF au projet, comptabilisé en prime d'émission, sans impact sur le pourcentage de détention. Aucune nouvelle compensation n'est attendue au regard des clauses contractuelles en vigueur;
- par ailleurs, l'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis, seul EDF a apporté des fonds propres.

À fin décembre 2023, EDF détient 67,7 % de la société de projet, CGN détenant les 32,3 % restants.

Sizewell C

Sizewell C est le projet de construction d'une centrale nucléaire à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre) comprenant deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,26 GW en vue d'alimenter en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans. Le projet repose sur une stratégie de réplique de HPC, en reproduisant autant que possible le design de HPC

et en faisant appel aux mêmes fournisseurs. EDF fournira le design de l'EPR britannique, certains des équipements nucléaires clés via Framatome, les turbines à vapeur (dans le cadre de l'acquisition future par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power), les assemblages combustibles pour les premiers cycles au minimum et des services connexes au projet Sizewell C.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle de financement de Base d'Actifs régulés (RAB).

Le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir directement environ 700 millions de livres sterling dans Sizewell C pour soutenir le développement du projet. Il a progressivement augmenté sa participation en 2023 et devrait continuer à l'augmenter en 2024 jusqu'à la décision finale d'investissement.

A fin décembre 2023, le gouvernement britannique détient 50,6 % du projet et EDF les 49,4 % restants. Sizewell C reste consolidée en intégration globale dans les comptes d'EDF malgré une participation dorénavant minoritaire dans le projet du fait du maintien des droits d'EDF dans les décisions clés du projet. Cette situation pourrait être amenée à évoluer d'ici la décision finale d'investissement notamment du fait de l'évolution en 2024 de la gouvernance du projet, des suites du processus de levée de fonds en cours, des offres reçues des investisseurs et de l'autonomie croissante de Sizewell C par rapport à EDF en vue de la réalisation du projet.

Le projet est passé en 2023 d'un stade de développement à une préparation active du démarrage de la construction.

Les modalités du financement de la construction sont en cours de discussion avec le gouvernement britannique et les accords liés au financement pourraient être finalisés en 2024.

A ce titre, en septembre 2023, une procédure de levée de fonds a été lancée afin de rechercher des financements complémentaires pour la construction auprès d'investisseurs privés.

L'objectif d'EDF est de ne pas porter au bilan ce projet: la gouvernance du projet, les levées de fonds en cours, l'autonomie croissante de Sizewell C par rapport à EDF et le soutien renforcé du gouvernement britannique devraient faire évoluer cette situation d'ici la décision finale d'investissement.

Au plus tard, à la date de la FID, EDF prévoit de limiter sa participation au projet à 19,99 % au maximum, et de ne plus contrôler le projet.

L'engagement d'EDF de contribuer au financement de la construction du projet Sizewell à la FID, comme pour les autres investissements, est conditionné au respect de certains critères retenus par EDF.

A ce jour, la décision finale d'investissement (FID- Final Investment Decision) est prévue en 2024.

Orano - Extension des capacités de production de l'usine d'enrichissement Georges Besse II

Le 19 octobre, le Conseil d'administration a validé le projet d'extension de capacité de production de l'usine d'enrichissement d'uranium, Georges Besse II sur le site du Tricastin (Drôme et Vaucluse). D'un montant prévisionnel de près de 1,7 Md€, cet investissement permettra à Orano d'augmenter ses capacités de production de plus de 30 %, soit 2,5 millions d'UTS. Ce projet répond aux demandes des clients d'Orano (i) pour renforcer leur sécurité d'approvisionnement en réduisant la dépendance à la filière russe et (ii) pour se préparer sur le long terme au regain d'intérêt pour le nucléaire au niveau mondial. Les premières productions sont prévues dès 2028. La société SET Expansion portera l'ensemble des actifs dédiés à cette extension.

5. PROJET DANS LES ENERGIES RENOUVELABLES

Principaux projets menés par EDF dans le domaine

EDF Renewables a remporté le projet d'une centrale solaire de 500 MW à Oman

EDF Renewables et son partenaire Korea Western Power Corporation (KOWEPO) ont signé les accords de financement du projet Manah 1, une centrale solaire de 500 MW implantée dans le Sultanat d'Oman. Le consortium a remporté le projet et signé le 23 mars 2023 le contrat d'achat d'électricité (PPA). Le consortium va développer, financer, construire et opérer la centrale solaire.

La mise en service de la centrale est prévue au premier trimestre 2025.

EDF et Maple Power remportent un projet éolien en mer (1 GW) au large de la Normandie en France

Le 27 mars 2023, au terme du quatrième appel d'offres éolien en mer lancé en janvier 2021, le ministère de la Transition énergétique a choisi Éoliennes en Mer Manche Normandie, la société de projet détenue par le consortium EDF Renewables, filiale d'EDF, et Maple Power, pour assurer la conception, la construction, l'exploitation et le démantèlement du futur parc éolien en mer dit « Centre Manche 1 » (au large des côtes de Normandie). D'une capacité installée d'environ 1 GW, il devrait fournir l'équivalent de la consommation électrique annuelle de plus de 1,5 million d'habitants, soit environ la moitié des besoins en électricité de la population de la région Normandie.

EDF Renewables et ses partenaires remportent l'appel d'offres pour un projet solaire de 1,1 GW en Arabie saoudite

En novembre 2023, le consortium Masdar, EDF Renewables (30 %) et Nesma Company a signé le contrat d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement) et a été retenu pour développer, construire et exploiter la centrale solaire de Al Henakiyah, d'une capacité de 1,1 GW. Une fois mise en service, elle produira l'équivalent de la consommation électrique annuelle d'environ 190 000 foyers et évitera l'émission de plus d'1,8 million de tonnes de CO2 chaque année.

Mise en service de la centrale Al Dhafra (2,1 GW) aux Émirats Arabes Unis

En novembre 2023, la centrale solaire Al Dhafra, aux Émirats arabes unis a été mise en service. Détenue à 20 % par EDF, elle a une capacité de 2 GW permettant d'alimenter 160 000 foyers et d'éviter des émissions de gaz à effet serre de l'ordre de deux millions de tonnes par an.

Signature d'un accord de développement conjoint pour un projet hydroélectrique de 1,5 GW au Mozambique

En décembre 2023, le consortium entre EDF (40 %), TotalEnergies (30 %) et Sumitomo Corporation (30 %) a été sélectionné par le gouvernement du Mozambique pour le développement du projet hydroélectrique Mphanda Nkuwa (MNK) de 1,5 GW. Le consortium développera conjointement MNK avec des partenaires locaux qui détiendront 30 % du projet et le consortium, 70 %.

Le projet MNK augmenterait de plus de la moitié la capacité de production d'électricité du pays et pourrait alimenter plus de 3 millions de foyers au Mozambique et dans les pays limitrophes.

Orano - Développement du programme "batteries pour véhicules électriques"

Le 16 mai 2023, Orano et le groupe XTC New Energy, spécialiste de la production des matériaux de cathode pour la production de batteries, ont signé des accords en vue de créer deux coentreprises dédiées à la production des matériaux critiques pour les batteries de véhicules électriques. Selon les termes de ces accords, Orano et XTC New Energy s'engagent à unir leurs expertises afin d'implanter deux usines de production sur un même site industriel à Dunkerque dans les Hauts-de-France. En parallèle, Orano poursuit le développement de son projet de recyclage des matériaux contenus dans les batteries afin de les valoriser dans de nouveaux composants.

Pour consolider les futurs approvisionnements de ces usines et sécuriser le modèle économique, Orano a signé, le 24 octobre 2023, un protocole d'accord avec le groupe Stellantis. L'ambition est de créer une coentreprise spécialisée dans le recyclage des rebuts de production des gigafactories et des batteries de véhicules électriques en fin de vie, pour l'Europe et l'Amérique du Nord. Les localisations des unités de prétraitement devraient être définies en fonction des besoins, près des grands centres de collectes de batteries en fin de vie

ou proche des unités de production des gigafactories, dans les Hauts-de-France et plus largement en Europe (Italie, etc.). Pour répondre aux besoins identifiés par Stellantis, 18 unités de pré-traitement pourraient être construites entre 2026 et 2040, en France, en Europe et en Amérique du Nord.

6. LES OPÉRATIONS DE FINANCEMENT

Les principales opérations de financement de la période sont détaillées ci-après :

EDF

Conversion des OCEANES EDF à échéance 2024 demandée par l'État

Le 8 septembre 2020, EDF avait 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 M€ et une valeur d'émission de 2 569 M€.

Sur l'exercice 2022, 882 340 OCEANES avaient été converties, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions et une augmentation des capitaux propres d'EDF de 9,65 M€ dont 0,57 M€ de capital social.

Dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (voir note 2), l'État s'était porté acquéreur de 127 147 355 OCEANES, conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANES.

En 2023, l'intégralité des 218 696 799 OCEANES en stock au 31 décembre 2022 a été convertie en 281 900 173 actions nouvelles.

La mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023, a entraîné le transfert à l'État des OCEANES restantes, converties intégralement, en date du 13 juin 2023, ainsi que la radiation des OCEANES EDF d'Euronext Access.

L'ensemble de ces opérations, au cours de l'année 2023, majore les capitaux propres d'EDF de 2 390 M€ dont 141 M€ de capital social.

Emission de green bonds

EDF a lancé l'émission d'environ 8 Md€ d'obligations senior sur divers marchés ainsi qu'une première émission obligatoire verte dédiée au financement du parc nucléaire existant, le 28 novembre 2023, pour un montant de 1 Md€.

SNCF

Au cours de l'année 2023, SNCF a levé près de 2,2 Mds€ de financements obligataires en 6 opérations dont près de 98 % en format « Green Bond ».

L'objectif de SNCF est de convertir l'intégralité de ses produits financiers (dette, placements, etc.) aux critères de l'investissement responsable à l'horizon 2025.

7. FAITS SIGNIFICATIFS CONCERNANT LES ENTITÉS MISES EN ÉQUIVALENCE

Air France KLM

Émission d'obligations liées au développement durable pour un montant de 1 Md€

Le 9 janvier 2023, Air France-KLM a émis sa première émission d'obligations liées au développement durable, pour un montant nominal de 1 Md€. Ce financement est lié à l'objectif d'Air France-KLM de réduire, d'ici 2025, de 10 % par rapport à 2019, ses émissions de gaz à effet de serre relatives au kérosène par revenu/tonne/kilomètre (RTK), dans le cadre de l'objectif 2030 approuvé par SBTi. L'émission est composée de deux tranches :

- 500 M€ avec une maturité au 31 mai 2026 et un coupon de 7,250 % ;
- 500 M€ avec une maturité au 31 mai 2028 et un coupon de 8,125 %.

Elle est comptabilisée dans les passifs financiers non courants au bilan au 31 décembre 2023.

Remboursement par anticipation de 2,5 Md€ du prêt garanti par l'État français

Le 15 mars 2023, Air France-KLM a entièrement remboursé les 2,5 Md€ d'encours restants sur le montant initial de 4 Md€ de prêt garanti par l'État Français, accordé pendant la crise de la Covid-19.

Pour ce faire, Air France-KLM a utilisé le produit de 1 Md€ de l'émission d'obligations liées au développement durable et 1,5 Md€ de sa trésorerie disponible.

Évolution des titres subordonnés détenus par l'État français et fin du dispositif d'aide de l'État français

Respectivement le 17 mars et le 19 avril 2023, Air France-KLM a remboursé le solde des titres subordonnés détenus par l'État français en vertu du cadre temporaire lié à la Covid-19 pour un montant de 320 M€ et un montant de 317 M€ (incluant les coupons courus).

Air France KLM a également procédé au paiement de la compensation de l'État français requise au titre des actions souscrites en avril 2021, pour un montant de 90 M€.

En parallèle, Air France-KLM a refinancé 320 M€ le 17 mars 2023 et 407 M€ le 19 avril 2023 par l'émission de nouveaux titres subordonnés à durée indéterminée auprès de l'État français qualifiés d'aide compensatoire, pour Air France, des dommages subis du fait de la Covid-19 entre le 17 mars et le 30 juin 2020. Ces nouveaux titres subordonnés non soumis

à des contraintes sont assortis de conditions financières similaires à ceux remboursés le même jour, avec une date de non-remboursement et une augmentation du taux d'intérêt différées de deux ans supplémentaires (soit en mars 2029).

Ces titres subordonnés sont comptabilisés en capitaux propres au 31 décembre 2023.

Cette opération permet à Air France et Air France-KLM S.A. de sortir du dispositif d'aide de l'état français.

Signature de deux lignes de crédit renouvelables (« RCF ») liées au développement durable pour un montant total de 2,2 Md€

Le 18 avril 2023, Air France-KLM, Air France et KLM ont signé deux lignes de crédit renouvelables liées au développement durable avec un pool d'institutions financières internationales, pour un montant total de 2,2 Md€.

Pour chaque ligne de crédit, un ensemble d'indicateurs de performance en matière de développement durable a été intégré au coût de financement. Ceux-ci sont conformes à l'engagement d'Air France-KLM et de ses compagnies aériennes en faveur du développement durable et d'une décarbonation progressive de leurs activités. Les deux lignes de crédit comprennent un mécanisme d'ajustement de la marge de crédit (à la hausse ou à la baisse) conditionné par l'atteinte de chacun de ces indicateurs de performance (la réduction des émissions unitaires de CO₂, l'augmentation de la part du carburant d'aviation durable, entre autres).

Air France-KLM et Air France

Air France-KLM et Air France, en qualité de coemprunteurs, ont signé une ligne de crédit liée au développement durable de 1,2 Md€. Cette nouvelle ligne de crédit, dont l'échéance initiale est fixée à 2026, est assortie de deux options d'extension d'un an.

KLM

KLM a signé une ligne de crédit de 1 Md€ indexée sur des indicateurs de performance ESG (« Environmental, Social and Governance »). Cette nouvelle ligne de crédit, dont l'échéance initiale est fixée à 2027, est assortie de deux options d'extension d'un an.

Cette ligne remplace à la fois le prêt direct accordé par l'État néerlandais et la facilité de crédit garantie par l'État néerlandais, qui ont tous deux été annulés par KLM. Cette opération permet à KLM de sortir définitivement du dispositif d'aide de l'État néerlandais.

Accord entre Air France-KLM et Apollo Global Management concernant un financement de 500 M€

Le 14 juillet 2023, Air France-KLM et Apollo Global Management ont signé un accord définitif permettant à des fonds et entités gérés par Apollo de réaliser un financement de 500 M€ dans une filiale opérationnelle d'Air France qui détient un ensemble de composants dédiés aux activités d'ingénierie et de maintenance d'Air France.

Le montant des coupons courus au 31 décembre 2023 s'élève à 15 M€.

Regroupement des actions d'Air France-KLM et réduction de capital

Le 31 août 2023, Air France-KLM a réalisé le regroupement de la totalité des actions de la Société en circulation et la constatation concomitante de la réduction de capital par réduction de la valeur nominale de chaque action, telles que décidées par le Conseil d'administration réuni le 4 juillet 2023 et conformément aux 36^e et 37^e résolutions à caractère extraordinaire de l'Assemblée Générale Mixte du 7 juin 2023.

La réalisation de ces opérations s'est opérée en deux étapes, sans impact sur les capitaux propres.

Regroupement d'actions:

Le regroupement d'actions a eu pour effet l'attribution d'une nouvelle action d'une valeur nominale de 10 euros pour 10 actions existantes d'une valeur nominale de 1 euro et la division par 10 du nombre d'action restant. Le regroupement d'actions a eu lieu le 31 juillet 2023 avec une période d'échange qui s'est étendue jusqu'au 31 août 2023 inclus.

Réduction de capital:

Le 31 août 2023, la valeur nominale de l'action de la Société a été réduite de 10 euros à 1 euro, soit une réduction de 9 euros par action. Le montant de la réduction de capital a été affecté au compte « prime d'émission ». Suite à la réduction de capital, la valeur nominale de la nouvelle action est identique à la valeur nominale de l'action avant le regroupement d'actions.

Après la réalisation de ces opérations, le capital social de la Société s'élevait à 257 053 613 euros divisé en 257 053 613 actions d'une valeur nominale de 1 euro chacune.

Commande de 50 appareils de la famille Airbus A350 avec des droits d'acquisition pour 40 appareils supplémentaires

Le 25 septembre 2023, Air France-KLM a annoncé qu'il prévoit de passer une importante commande d'avions en vue de poursuivre le renouvellement et la rationalisation de sa flotte long-courrier. Cette commande a été confirmée en janvier 2024 et portera finalement sur 33 A350-900 et 11 A350-1000 en complément des 6 A350-900 déjà contractualisés en juillet 2023.

Les premières livraisons sont attendues à compter de 2026 et s'échelonneront jusqu'en 2030. Il s'agit d'une commande évolutive, offrant à Air France-KLM la flexibilité d'attribuer les appareils à ses différentes compagnies en fonction des dynamiques du marché et du cadre réglementaire local.

Air France-KLM entend s'associer à SAS AB dans le cadre d'une prise de participation et d'une coopération commerciale

Le 3 octobre 2023, Air France-KLM a été sélectionné au sein d'un consortium par le conseil d'administration de SAS AB comme le candidat gagnant dans le cadre du processus de sollicitation de financement lancé par SAS. Air France-KLM prendrait une participation minoritaire d'un maximum de 19,9 % du capital social de SAS AB.

La proposition d'investissement du consortium reste à finaliser et est soumise à certaines conditions suspensives et autorisations réglementaires, incluant notamment l'approbation de la Commission européenne, du tribunal américain chargé de superviser la réorganisation au titre du Chapitre 11 et, s'agissant de SAS AB, du tribunal suédois.

En cas d'autorisation et de levée de toutes les autres conditions suspensives (y compris l'obtention des autorisations réglementaires et l'annulation de toutes les actions existantes de SAS AB), le consortium et l'État danois investiraient 1,175 Md\$, dont 475 M\$ en actions ordinaires et 700 M\$ en obligations convertibles garanties.

L'investissement d'Air France-KLM représenterait un total de 144,5 M\$, dont 109,5 M\$ seraient investis en actions ordinaires et 35 M\$ en obligations convertibles garanties.

Au 31 décembre 2023, Air France-KLM a versé un dépôt s'élevant à 13 M€, présenté dans les flux de trésorerie nets des activités d'investissements.

Plan mondial d'actionnariat salarié

Dans le cadre des 34^e et 35^e résolutions de l'Assemblée générale du 7 juin 2023, Air France-KLM a lancé le 23 octobre 2023 « Ensemble pour l'avenir », un plan d'actionnariat salarié proposé à environ 75 000 salariés éligibles dans une vingtaine de pays.

Les salariés éligibles ont eu la possibilité de souscrire à un prix réduit de 30 % avec le bénéfice d'un abondement de la part du groupe Air France-KLM. Les actions proposées ne pouvaient excéder 3 % du capital social d'Air France-KLM.

Le 21 décembre 2023 à l'issue de cette opération, 5 716 256 actions nouvelles d'une valeur nominale d'un euro chacune ont été émises et le capital social a été porté de 257 053 613 euros à 262 769 869 euros.

L'augmentation de capital se décompose en 6 M€ de capital et 29 millions de prime d'émission. Par ailleurs, conformément à IFRS 2, une charge a été reconnue en frais de personnel avec une contrepartie en capitaux propres pour un montant de 31 M€ (hors charges sociales).

Projet d'adaptation de l'offre domestique d'Air France au départ de Paris à horizon 2026

Le 18 octobre 2023, la société Air France a présenté aux instances représentatives du personnel un projet d'adaptation de son offre domestique au départ de Paris à l'horizon du démarrage de la saison été 2026. La compagnie Air France opérerait l'ensemble de ses vols domestiques et internationaux au départ de son hub de Paris-Charles de Gaulle. Seule la délégation de services publics sur les liaisons Air France de/vers la Corse reste assurée depuis Paris-Orly.

La compagnie Transavia deviendrait l'opérateur de référence d'Air France au départ de l'aéroport de Paris-Orly.

Même si la réduction du nombre d'emploi est limitée sur les escales de province (compte tenu du redéploiement d'une partie des fréquences aujourd'hui assurées au départ de Paris-Orly vers Paris-Charles de Gaulle); que tous les salariés de la base d'Orly concernés par le projet se verront offrir un poste à Roissy (compte tenu des besoins en ressources du hub de

Charles de Gaulle) et dans la mesure du possible sur Orly. La direction a proposé un accord de Rupture Conventionnelle Collective (RCC) intégrant également un dispositif de fin de carrière (DFC) afin que chaque salarié puisse, sur la base de volontariat, bénéficier d'un choix pour le futur. Cet accord a été signé majoritairement par les organisations syndicales représentatives le 9 février 2024.

Conformément au calendrier de cet accord, la période de recueil des choix n'interviendra pas avant le quatrième trimestre 2024; par conséquent le nombre et la situation individuelle des candidats ne sont pas connus à ce jour.

Les négociations relatives aux réaffectations de locaux seront menées en 2024 et 2025.

Sur la base des éléments précités, aucun coût de restructuration ni révision des durées d'amortissements n'ont donc été comptabilisés dans les états financiers au 31 décembre 2023.

Accord entre Air France-KLM et Apollo Global Management concernant un financement de 1,5 Md€

Le 30 novembre 2023, Air France-KLM et Apollo Global Management ont finalisé, sur la base d'un accord de financement signé le 26 octobre 2023, la transaction suivante pour un montant final de 1,5 Md€.

Une filiale opérationnelle dédiée d'Air France-KLM détient la marque et la majorité des contrats avec les partenaires commerciaux liés au programme de fidélité commun d'Air France et de KLM (Flying Blue). Cette dernière devient l'unique émetteur de miles pour les compagnies aériennes et les partenaires.

En vertu de cet accord, Apollo a souscrit à des obligations perpétuelles émises par cette filiale opérationnelle d'Air France-KLM. Ce financement est non dilutif et similaire à celui utilisé par Air France en juillet 2022 sur un pool de moteurs de rechange ainsi que celui réalisé en juillet 2023 sur des actifs d'Ingénierie et de Maintenance (MRO) – cf. paragraphe "Accord entre Air France-KLM et Apollo Global Management concernant un financement de 500 M€".

Les obligations perpétuelles portent un coupon de 6,4 % pendant les quatre premières années avec la possibilité de rembourser avec un coût de financement global de 6,75 % jusqu'à cette première date d'appel.

Ces obligations perpétuelles sont comptabilisées en capitaux propres au 31 décembre 2023.

Le montant des coupons courus au 31 décembre 2023 s'élève à 8 M€.

Engie

Poursuite du déploiement du plan stratégique

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements de 2023 se sont élevés à 10,6 Md€, dont 8,1 Md€ d'investissements de croissance. 83 % ont été consacrés aux Renouvelables, à Energy Solutions et à FlexGen, en ligne avec les priorités stratégiques d'Engie.

Renouvelables

Les capacités installées renouvelables d'Engie ont augmenté de 3,9 GW en 2023, avec la mise en service de 1,9 GW en Amérique du Nord, de 0,8 GW en Europe, de 0,7 GW en Amérique latine et de 0,4 GW dans le reste du monde. La capacité installée totale de Renouvelables chez Engie s'élève désormais à 41,4 GW. Au 31 décembre 2023, Engie dispose de 6,3 GW de capacités en construction, correspondant à 60 projets. Engie a signé plus de 70 contrats d'achat d'électricité (PPA) en 2023 pour un total de 2,7 GW, dont 2,0 GW ayant une durée de plus de cinq ans, ce qui en fait le leader mondial des corporate PPAs.

En 2023, Engie a renforcé sa plateforme d'énergies renouvelables en Afrique du Sud avec l'acquisition de BTE Renewables (340 MW en opération avec un pipeline de 3 GW) et la consolidation globale de Kathu, centrale solaire à concentration de 100 MW.

Engie confirme son objectif de capacité totale installée de 50 GW en 2025 et de 80 GW en 2030. Cette ambition est soutenue par un pipeline de 92 GW à fin décembre 2023, en hausse de 12 GW par rapport à fin décembre 2022.

Infrastructures - Gaz renouvelables

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a fixé les tarifs des infrastructures gazières de transport, de stockage et de distribution pour la période 2024-27. Elle prend en compte, pour cette période, un coût moyen pondéré du capital de 4,1 % pour le transport (contre 4,25 % précédemment), de 4,6 % pour le stockage (contre 4,75 %) et de 4,0 % pour la distribution (contre 4,1 %). Cette décision reflète la volonté du régulateur de maintenir la soutenabilité à long terme des tarifs. Ces tarifs permettent en outre de récupérer un montant significatif lié à la période de régulation qui s'achève en 2024.

Au Brésil, Engie Brasil Energia a cédé 15 % de sa participation dans TAG à CDPQ. La cession partielle de cette participation s'inscrit dans le cadre du programme de rotation d'actifs d'Engie et de son plan d'investissement dans les activités Renouvelables et les lignes de transmission. Par ailleurs, Engie avait remporté en début d'année une nouvelle concession d'une durée de 30 ans pour la construction et l'exploitation de 1000 km de lignes à haute tension dans les états de Bahia, Minas Gerais et Espírito Santo.

Le développement du biométhane se poursuit en France, avec une capacité de production annuelle pouvant atteindre 10,8 TWh raccordés aux réseaux d'Engie, soit une augmentation de 2,6 TWh par rapport au 31 décembre 2022. Engie a également débuté son expansion dans le biométhane en Europe, avec l'acquisition d'Ixora Energy Ltd, un des leaders de la production de biométhane basé au Royaume-Uni. Engie confirme son objectif de 10 TWh par an de production de biométhane à horizon 2030.

Engie a également pour ambition de développer une capacité de production d'hydrogène vert de 4 GW à horizon 2035.

FlexGen - Batteries

En 2023, Engie a accéléré son développement dans les batteries avec la mise en service d'Hazelwood en Australie, son

plus grand système de stockage d'énergie par batterie en opération, et l'acquisition de Broad Reach Power (BRP) aux États-Unis.

Engie a également obtenu le permis de construire d'un système de stockage d'énergie par batterie de 200 MW / 800 MWh sur le site de Vilvorde en Belgique. Cette batterie, dont la mise en service est prévue en 2025, disposera d'un contrat de capacité de 15 ans avec Elia, gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, à partir de 2027.

À fin décembre 2023, Engie dispose de 1,3 GW en opération, de 3,6 GW sécurisés en développement, principalement aux États-Unis, au Chili, en Australie, en Belgique et au Royaume-Uni, en ligne avec l'objectif de 10 GW de batteries installées en 2030.

Energy Solutions

Les activités d'Energy Solutions ont remporté des contrats majeurs notamment dans les réseaux urbains de chaleur et de froid. En 2023, le backlog des concessions en France s'est élevé à 21,3 Md€ comparé à 19,8 Md€ l'an passé.

Conformément à l'objectif d'Engie d'accélérer la transition vers une économie neutre en carbone grâce à des solutions respectueuses de l'environnement, Engie a gagné de nombreux contrats de décarbonation au cours de l'année dans le cadre de son activité de production sur site.

À horizon 2030, Engie a pour ambition de produire 20 TWh d'énergie verte (chaleur, froid et électricité) livrée à ses clients pour les activités de réseaux et de production sur site.

Accord nucléaire belge final dérisquant fondamentalement Engie

Le 13 décembre 2023, Engie et le gouvernement belge ont signé l'accord final relatif à la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Tihange 3 et Doel 4 ainsi qu'à toutes les obligations liées aux déchets nucléaires. Ce document entérine les principes clés de l'accord-cadre signé le 21 juillet 2023. Il permet un partage de risques équilibré pour la prolongation des deux unités nucléaires et élimine, pour Engie, les incertitudes concernant l'évolution des provisions liées aux déchets nucléaires.

Point sur le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies intramarginales

En décembre 2023, le gouvernement français a étendu la taxe inframarginale jusqu'au 31 décembre 2024.

En France, le projet de loi de finances pour 2024 prévoit un plafonnement des recettes de la production d'électricité issues des technologies intramarginales sur une période de douze mois (du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024). Le plafond varie de 42 € / MWh à 183 € / MWh en fonction de la technologie de la production d'électricité. Les recettes excédentaires sont soumises à un taux d'imposition de 50 %. Engie est principalement impacté au titre des droits de tirage sur deux centrales nucléaires d'EDF (Chooz B et Tricastin, 1,2 GW, 9 TWh de production annuelle en considérant un taux de disponibilité de 85 %) soumises à un plafond de 94 €

/ MWh et les centrales à gaz (capacité de 1,4 GW) soumises à un plafond de 42 € / MWh sur le clean spark spread.

Thales

Acquisition d'Imperva et de Tesserent

Début décembre 2023, Thales a finalisé l'acquisition d'Imperva, société de cybersécurité spécialisée dans la sécurité des données et des applications basées aux États-Unis, pour un montant de 3 434 M€. Cette activité avait dégagé un chiffre d'affaires 2022 d'environ 500 M\$. L'activité est consolidée dans les comptes de Thales depuis le 1^{er} décembre 2023. En octobre 2023, Thales a également finalisé l'acquisition de Tesserent, société australienne de conseil en cybersécurité. Cette activité avait dégagé en 2022 un chiffre d'affaires d'environ 110 M€.

Avec l'intégration d'Imperva et de Tesserent, le portefeuille élargi de Thales en matière de cybersécurité offre désormais des solutions complémentaires pour aider les clients à sécuriser leurs applications, leurs données et les identités dans l'ensemble de leur écosystème numérique.

L'allocation du prix d'acquisition sera réalisée au cours du premier semestre 2024, permettant d'identifier en particulier la valeur des technologies et de la relation clientèle.

Programmes de rachat d'actions

En 2023, Thales a racheté pour 461 M€ de ses propres actions en 2023 suite au plan annoncé en mars 2022 soit 1,6 % du capital. Ce plan portait sur 3,5 % du capital maximum et s'est clos en mars 2024.

Au 31/12/2023, Thales détenait 1,68 % de son capital.

Eramet

Difficultés opérationnelles et financières de la SLN en Nouvelle-Calédonie et continuité d'exploitation

La SLN continue de faire face à d'importantes difficultés, tant en termes d'autorisations d'exploitation que d'accès à une énergie compétitive, dans un contexte d'environnement de prix dégradé. La société affiche un résultat négatif de -249 M€ (part du groupe) et l'endettement net s'établit désormais à 681 M€, y compris le prêt de l'État français à hauteur de 260 M€.

Compte tenu de sa situation financière qui reste critique, et pour faire face à ses échéances de trésorerie à court terme, la SLN devrait procéder prochainement au tirage du nouveau prêt accordé par l'État en début d'année (pour un montant total de 60 M€). Ce montant ne permet pas à ce stade d'assurer la continuité d'exploitation sur 12 mois.

Une procédure de conciliation auprès du tribunal de commerce de Nouméa a démarré en novembre 2023 et pourrait se terminer au plus tard le 10 avril 2024.

Une mission est en cours au niveau de l'État français, dite Mission Nickel, afin de dresser un diagnostic de la filière nickel en Nouvelle-Calédonie, et évaluer les mesures de soutien à

mettre en place pour assurer la pérennité de la filière. Les résultats de cette étude devraient être connus au cours du premier semestre 2024.

Les prêts accordés par Eramet pour 325 M€ et l'État français pour 260 M€, soit un total de 585 M€ au 31 décembre 2023, ont pour échéance mai et juin 2024. A ce jour aucune solution n'est arrêtée concernant l'issue du remboursement de ces prêts.

De plus, les garanties environnementales accordées par Eramet afin de permettre l'exploitation de la mine et de l'usine, viennent à expiration à la date de la fin de procédure de conciliation.

Ces éléments ne permettent pas à la date d'arrêt des comptes d'inscrire la SLN dans un cadre de continuité d'exploitation. Par conséquent, une provision pour dépréciation sur les actifs de SLN a été enregistrée à hauteur de 218 M€ au 31 décembre 2023.

Cession de la filiale norvégienne Eramet Titanium and Iron (« ETI »)

Eramet a cédé sa filiale norvégienne Eramet Titanium & Iron (« ETI ») à INEOS Enterprise pour une valeur de 245 M\$ le 21 septembre 2023. Cette cession permet à Eramet de renforcer son bilan et contribuera au financement de ses projets dans les métaux nécessaires à la transition énergétique. L'accord entre Eramet et INEOS Enterprises inclut également un contrat d'approvisionnement long terme en ilménite produit par Grande Côte Opérations, la filiale d'Eramet qui opère la mine de sables minéralisés au Sénégal.

Projet Lithium en Argentine

En Argentine, la construction de l'usine de lithium de Centenario (phase 1), lancée en 2022, se poursuit avec un taux de réalisation de plus de 87 % à fin janvier 2024. L'atteinte de la pleine capacité, à hauteur de 24 kt LCE (Lithium Carbonat Equivalent) de qualité batteries (à 100 %), est attendue d'ici mi-2025 avec un démarrage de la production mi 2024.

Le montant total d'investissement pour la phase 1 est estimé à 800 M\$, dont environ 480 M\$ financés par Tsingshan. En 2023, ils se sont élevés à environ 270 M\$ pour un montant cumulé d'environ 600 M\$ depuis le démarrage de la construction.

D'autre part, le Conseil d'administration d'Eramet a approuvé en novembre la décision d'investissement pour la première tranche de la Phase 2 (800 M\$) qui représente 30 kt-LCE supplémentaires par an. Cette approbation reste conditionnée à l'obtention des permis de construire.

Recyclage de batteries en France

En partenariat avec Suez, Eramet poursuit le développement du projet de recyclage des batteries, qui renforcerait la position du groupe sur la chaîne de valeur des batteries électriques, avec une présence en amont et en aval. Les études de faisabilité de la partie amont sont en cours de finalisation. L'usine pilote, destinée à valider le procédé aval, a été inaugurée en fin d'année au centre de Recherche et d'Innovation d'Eramet.

Projet Sonic Bay en Indonésie

En partenariat avec BASF, Eramet a poursuivi en 2023 les études relatives au projet hydro métallurgique Sonic Bay (HPAL18). Les discussions concernant l'exécution du projet et la stratégie de financement se poursuivent également.

Acquisition de concessions d'exploitation et d'exploration minières au Chili

Au Chili, suite à l'acquisition en novembre de concessions, pour un montant de 90 M€, comptabilisé en actif financier non courant, couvrant un ensemble de salars de lithium dans la région d'Atacama, Eramet s'emploie à développer de futurs partenariats avec les sociétés autorisées par le gouvernement chilien à détenir des droits d'exploration et d'exploitation du lithium. Eramet a également récemment signé un premier accord d'exploration de type « farm-in » pour s'assurer l'accès à d'autres concessions d'exploration et d'exploitation minière dans des régions couvrant des salars de lithium. Cet accord pourrait ajouter d'autres opportunités de croissance potentielles au pipeline d'Eramet.

Financement

Extension du « term loan »

En janvier 2023, Eramet a renouvelé et étendu le prêt à terme (« term loan ») pour un montant de 480 M€ avec un pool de banques. Ce montant a été étendu à 515 M€ en avril 2023. Le nouveau prêt est à échéance janvier 2027, avec un taux flottant, amortissable à compter de janvier 2025. Le prêt a été tiré à hauteur de 357 M€ et le solde disponible, soit 145 M€, a été tiré fin janvier 2024. Le montant tiré à fin janvier s'établit donc à 502 M€.

Emprunt obligataire

Eramet a réalisé le placement début mai 2023 de sa première émission d'obligations liées au développement durable (« sustainability-linked bonds »), pour un montant de 500 M€ avec une échéance de 5 ans et un coupon annuel de 7 %. L'émission obligataire est liée à deux objectifs de performance durable, mesurés au 31 décembre 2025 par rapport à celles de l'année 2019 :

- la réduction de 35 % de l'intensité d'émissions annuelles des gaz à effet de serre (scope 1 et scope 2);
- l'augmentation à 67 % de la part (en termes d'émissions) de ses fournisseurs et de ses clients ayant des objectifs de décarbonisation cohérents avec le scénario « well-below 2 °C » de l'accord de Paris.

En parallèle, Eramet a réalisé en juin 2023 le rachat de l'intégralité de ses obligations en circulation à échéance février 2024 (pour un montant de 429,7 M€).

Autres emprunts

Une avance commerciale de 400 M\$ dans le cadre du contrat de co-commercialisation de carbonate de lithium signé avec Glencore en juillet 2023, dont 80 M\$ ont été tirés en fin d'année.

Française des Jeux

Confirmation des droits exclusifs de La Française des Jeux par le Conseil d'État

Saisi en décembre 2019 par une association et plusieurs sociétés de jeux d'argent et de hasard, le Conseil d'État a jugé, le 14 avril 2023, que les droits exclusifs de La Française des Jeux sont conformes au droit de l'Union européenne. Il a également jugé que la durée de 25 ans de ses droits exclusifs, définie dans le cadre la loi Pacte, n'est pas excessive.

Concernant la soulte de 380 M€ versée à l'État au titre de ses droits exclusifs, le Conseil d'État se prononcera après la décision de la Commission européenne sur le caractère approprié de cette somme, à la suite de son enquête au titre des aides d'État lancée en juillet 2021.

Opérations de croissance externe

Premier Lotteries Ireland (PLI)

Le 3 novembre 2023, FDJ a finalisé l'acquisition de 100 % du capital de Premier Lotteries Ireland, détenteur des droits exclusifs pour opérer la loterie nationale irlandaise jusqu'en 2034, après l'autorisation du régulateur de la loterie nationale irlandaise. Cette opération s'inscrit dans l'ambition stratégique de FDJ de devenir un opérateur B2C à l'international et qui opère ainsi, pour la première fois, une loterie étrangère.

Le plan stratégique de PLI vise à accélérer sa croissance et accroître sa rentabilité en s'appuyant sur un partage des meilleures pratiques des deux opérateurs de manière à capitaliser sur l'expérience de FDJ pour animer le portefeuille de jeux instantanés de PLI, dynamiser la base de joueurs aux jeux de tirage, et poursuivre l'amélioration de l'expérience digitale des joueurs irlandais.

ZEurf

L'acquisition du groupe ZEurf, opérateur de paris hippiques en ligne et de paris sportifs en ligne sous la marque ZEBet, a été finalisée le 29 septembre 2023 à la suite de l'autorisation de l'Autorité de la concurrence.

ZEurf complète l'offre de paris en ligne de FDJ, qui devient le 4^e opérateur du marché français des paris sportifs et jeux en ligne en concurrence, avec une part de marché supérieure à 10 %.

Afin de bénéficier pleinement du rapprochement avec ZEurf et des synergies au sein de son activité en ligne en concurrence, FDJ va adopter une nouvelle organisation de cette activité, conforme aux engagements pris auprès de l'Autorité de la concurrence.

Safran

Programmes de rachat d'actions

En 2023, Safran a racheté pour 1,5 Md€ de ses propres actions en plusieurs tranches (11,2 millions d'actions) afin de :

- finaliser la couverture de la dilution potentielle de l'OCEANE 2027 : 7,1 millions d'actions (outre 2,4 millions d'actions rachetées en 2022);
 - anticiper la livraison des actions requises pour les plans d'intéressement long terme et d'attribution d'actions gratuites : 2,1 millions d'actions;
 - démarrer la couverture de la dilution potentielle de l'OCEANE 2028 : 2 millions d'actions (sur environ 4 millions).
- Fin 2023, Safran détient 13,7 millions de titres en autocontrôle (3,2 % du capital).

Cession des activités Safran Cabin Catering et Safran Cabin Cargo

Le 6 décembre 2022, Safran est entré en négociation exclusive avec Hivest Capital Partners, en vue de céder les activités Safran Cabin Catering et Safran Cabin Cargo.

Les activités de Safran Cabin Catering et Safran Cabin Cargo, qui étaient classées en actifs destinés à être cédées au 31 décembre 2022, ont été cédées le 31 mai 2023.

Le résultat de cession de cette opération a été comptabilisé en résultat opérationnel non courant pour un montant de (10,1) M€, tenant compte des derniers ajustements de prix intervenus sur le second semestre.

La Poste

Première application de la Norme IFRS 17 Contrats d'assurance

Conformément à IAS 8, la norme IFRS 17 a été appliquée rétrospectivement. Les impacts de la transition ont ainsi été comptabilisés en capitaux propres.

L'application de la norme au 1^{er} janvier 2022 (date de transition retenue) a augmenté les capitaux propres de 1466 M€ dont 959 M€ sur la part groupe et 507 M€ sur la part des minoritaires. Par ailleurs, la nouvelle décomposition des passifs d'assurance relatifs aux contrats d'assurance émis a conduit à la reconnaissance d'une marge sur services contractuels (CSM) de 17 Md€ et un ajustement pour risques (RA) de 1,6 Md€.

Emissions obligataires

La Poste a procédé en 2023 à plusieurs émissions obligataires, répondant aux critères de classification en instruments de dettes prévus par les normes IFRS 9 et IAS 32, qui sont détaillées ci-après.

Emissions obligataires La Poste

En juin 2023, La Poste a procédé à une émission obligataire pour un total de 1,5 Md€ en deux tranches:

- une première tranche d'un montant de 650 M€, d'une maturité de 7 ans (juin 2030) et assortie d'un coupon de 3,75 % par an;
- une seconde tranche d'un montant de 850 M€, d'une maturité de 12 ans (juin 2035) et assortie d'un coupon de 4 % par an.

Par ailleurs, La Poste a réalisé:

- en avril 2023, un abondement sur la souche obligataire à échéance janvier 2036 pour un montant de 150 M€, au taux de 0,625 % par an, avec une prime d'émission de 49 M€;
- en septembre 2023, un abondement sur la souche obligataire à échéance juin 2035 pour un montant de 100 M€, au taux fixe de 4 % par an;
- en novembre 2023, un abondement sur la souche obligataire à échéance juin 2030 pour un montant de 100 M€, au taux fixe de 3,75 %.

Par ailleurs, en décembre 2023, La Poste a activé l'option de remboursement anticipé sur l'emprunt hybride de 500 M\$ émis en 2016, au taux de 5,3 %.

Emission obligataire La Banque Postale

En janvier 2023, La Banque Postale Home Loan SFH, filiale de La Banque Postale, a émis une obligation sécurisée « sociale » dédiée aux prêts d'Accession Sociale. Cette émission obligataire d'un montant de 1,25 Md€ a été réalisée sous la forme d'un covered bond à 8 ans, avec un spread final de MS + 27 bps et un coupon fixe de 3 %.

Emissions obligataires CNP Assurances

En janvier 2023, CNP Assurances a émis une dette obligataire subordonnée « Tier 2 » pour 500 M€ à taux fixe de 5,25 % jusqu'en juillet 2033, puis à taux variable jusqu'à sa maturité en juillet 2053. Il s'agit de sa première obligation subordonnée durable.

Projet de cessation des activités de Ma French Bank (branche La Banque Postale)

Le 18 décembre 2023, La Banque Postale et Ma French Bank (la banque 100 % mobile de La Banque Postale) ont initié une procédure d'information-consultation de leurs instances représentatives du personnel afin d'étudier un projet de cessation des activités de Ma French Bank et des conditions de sa mise en œuvre.

L'incidence sur le résultat avant impôt 2023 de ce projet est de 108 M€ se décomposant en 85 M€ de dépréciation du système d'information et 23 M€ de coûts de démantèlement.

Acquisition de la société Maincare (branche Grand Public Numérique)

La Poste (branche Grand Public Numérique /UGT Numérique) a pris le contrôle le 28 février 2023 de la société Maincare, un des leaders de l'accompagnement de la transformation numérique en France. La prise de contrôle avec 98,08 % des titres a généré un écart d'acquisition de 280 M€. La contribution de la société au chiffre d'affaires consolidé de l'année 2023 s'élève à 58 M€.

Acquisition de La Financière de l'Échiquier (LFDE)

Le 4 juillet 2023, La Banque Postale a finalisé l'acquisition de 100 % de La Financière de l'Échiquier (LFDE), l'une des principales sociétés de gestion entrepreneuriales en France via sa filiale LBP AM.

Cette opération a permis de créer un acteur majeur de la gestion de conviction multi-spécialiste et de la finance durable en France et en Europe. Regroupant trois marques reconnues – LBP AM, Tocqueville Finance et LFDE – les encours consolidés de ce nouvel ensemble s'élèvent à 68 Md€ à fin décembre 2023. A fin décembre 2023, cette opération a généré la comptabilisation d'un écart d'acquisition provisoire de 564 M€ et de 25 M€ d'immobilisations incorporelles (marque, réseau de distribution, mandats de gestion et fonds fermés).

Rachat des intérêts minoritaires dans les sociétés brésiliennes de CNP Assurances

Dans la continuité de sa stratégie de développement à l'international annoncée en septembre 2022, CNP Assurances a porté à 100 % sa prise de participation dans les sociétés CNP Participações em Seguros Ltda. « Holding Seguros » (anciennement dénommée CNP Seguros Participações em Saúde Ltda, « Holding Saúde »), Companhia Seguros Previdência do Sul « Previsul » (commercialisation de produits de prévoyance et d'assurance emprunteur) et CNP Capitalização SA « CNP Cap » (commercialisation de produits d'épargne) pour environ 65 M€ (361 millions de réaux brésiliens). Cette opération a été réalisée en janvier 2023.

Orange

Programmes de restructuration

En 2023, Orange a initié des programmes de transformation en France et à l'international.

Ces programmes impliquent notamment la mise en place de plans de départs salariés sur les activités d'Orange Business et d'Orange Bank, pour lesquels les discussions avec les instances représentatives du personnel en France sont en cours au 31 décembre 2023.

Ainsi, au regard de l'avancée des discussions, des charges et provisions ont été comptabilisées au 31 décembre 2023 pour un montant total de 215 M€ au titre des plans d'Orange Business en France et à l'International et pour 122 M€ au titre du plan d'Orange Bank.

Prise de contrôle de VOO en Belgique

Le 2 juin 2023, Orange Belgium a finalisé l'acquisition de 75 % du capital moins une action de VOO pour 1 369 M€ auprès de Nethys. La contribution de VOO est consolidée dans les états financiers depuis cette date.

Cette transaction a pour objectif d'appuyer la stratégie convergente nationale d'Orange Belgium et devrait générer d'importantes synergies, liées principalement au transfert de l'activité MVNO de VOO sur le réseau d'Orange Belgium.

À l'issue de l'opération, Nethys conserve une participation minoritaire dans VOO et dispose de droits protectifs pour garantir la réalisation du projet industriel et social.

Une promesse d'achat (put option), consentie par Orange à Nethys sur sa participation dans VOO et exerçable jusqu'en juin 2026, a conduit à la comptabilisation d'un passif financier

courant de 279 M€ à la date d'acquisition correspondant à la juste valeur des capitaux propres attribuables aux minoritaires.

La transaction prévoit également la possibilité pour Nethys de convertir sa participation dans VOO en titres Orange Belgium jusqu'en juin 2025. Le cas échéant, Nethys dispose d'une promesse d'achat consentie par Orange sur ces titres, exerçable jusqu'en juin 2026.

Le Conseil d'administration de Nethys a annoncé son intention de convertir sa participation en titres Orange Belgium. Cette transaction est actuellement en cours d'analyse par un comité d'administrateurs indépendants d'Orange Belgium et reste soumise à l'avis du Conseil d'administration et à l'approbation de l'Assemblée Générale d'Orange Belgium.

À l'issue de ce processus, Nethys pourrait obtenir une participation de 11 % dans Orange Belgium et conserver, une fois au capital d'Orange Belgium, les droits de gouvernance associés à sa participation dans VOO.

Transactions en cours au 31 décembre 2023

Retour de la Commission européenne attendu d'ici fin février 2024 sur le regroupement des activités d'Orange et MásMóvil en Espagne

Le 23 juillet 2022, Orange et MásMóvil ont signé un accord portant sur le regroupement de leurs activités en Espagne (hors Totem Espagne et MásMóvil Portugal). Ce regroupement prendrait la forme d'une joint-venture 50-50, co-contrôlée par le groupe Orange et l'actionnaire de MásMóvil. Orange perdrait alors le contrôle exclusif sur ses activités en Espagne, et la joint-venture serait consolidée selon la méthode de la mise en équivalence dans les comptes consolidés d'Orange.

À la date de clôture, la finalisation de l'opération reste soumise à l'approbation des autorités compétentes en matière administrative, règlementaire et de concurrence et aux conditions suspensives de réalisation afférentes et/ou contractuelles.

Au regard de l'état d'avancement de l'opération et de la nécessité d'obtenir l'accord des autorités de concurrence et des autorités administratives compétentes, Orange estime que les critères de la norme IFRS 5 relatifs à l'évaluation et à la présentation des activités destinées à être cédées ne sont pas remplis au 31 décembre 2023.

La Commission européenne a donné son feu vert à l'opération le 20 février 2024.

Signature d'un accord pour la cession des titres OCS et Orange Studio détenus par Orange au groupe Canal+

Le 9 janvier 2023, Orange et le groupe Canal+ ont annoncé la signature d'un protocole d'accord en vue de la cession à Canal+ de la totalité des titres qu'Orange détient dans le bouquet de chaînes payantes OCS et dans Orange Studio, la filiale de coproduction de films et séries. Le groupe Canal+ deviendrait à l'issue de cette transaction l'actionnaire unique des deux sociétés.

Au 31 décembre 2023, la finalisation de l'opération reste soumise à l'approbation des autorités compétentes en matière administrative, règlementaire et de concurrence et

aux conditions suspensives de réalisation afférentes et/ou contractuelles.

Le 12 janvier 2024, l'Autorité de la concurrence a autorisé sous conditions la réalisation de l'opération.

Conclusions de la revue stratégique d'Orange Bank et entrée en négociation exclusive avec BNP Paribas

Le 28 juin 2023, Orange a annoncé entrer en négociation exclusive avec BNP Paribas afin de définir un partenariat de référencement concernant le portefeuille clients d'Orange Bank en France et pour développer des solutions de financement des terminaux mobiles. Les deux groupes discutent également des modalités de reprise de l'activité d'Orange Bank en Espagne. Ce partenariat apportera une solution de continuité pour les clients d'Orange Bank et s'inscrit dans l'intention de retirer progressivement Orange Bank du marché de la banque de détail en France et en Espagne.

Renault Group

Evolution de l'organisation de Renault Group

Renault Group, depuis l'annonce de son plan Renaultion en 2020, s'est engagé à transformer ses activités et son organisation. L'annonce lors du Capital Market Day du 8 novembre 2022 de la séparation de certaines de ses activités mécaniques dénommées Horse, rassemblées au sein d'une coentreprise, a entraîné le reclassement de ces groupes d'actifs et de passifs destinés à être cédés dans l'état de la situation financière consolidée au 31 décembre 2022 et 2023 selon les modalités de la norme IFRS 5. La structuration du périmètre Horse est intervenue le 1^{er} juillet 2023 avec la réalisation des apports de Renault sas à Horse Holding de la propriété intellectuelle des développements et des titres des filiales de production.

Renault a également annoncé lors de ce Capital Market Day la création de cinq business ciblés avec des équipes spécialisées, chacun construit sur un ensemble homogène de technologies, avec sa gouvernance et son compte de résultat dédiés. La structuration des entités du périmètre Ampere est intervenue fin 2023 avec un apport de branche autonome d'activité de Renault sas à Ampere Holding sas.

Ces évolutions sont sans conséquence sur l'information sectorielle présentée en 2023.

Nouvelles bases du partenariat avec Nissan

En date du 8 novembre 2023, le Nouvel Accord de l'Alliance entre Renault Group et Nissan est entré en vigueur. En conséquence, Renault a transféré 28,4 % des actions Nissan (sur un total de 43,4 %) dans une fiducie française, où les droits de vote sont exercés de manière neutre, sous réserve de certaines exceptions. Les droits de vote de Renault Group et de Nissan sont plafonnés à 15 % des droits de vote exerçables, avec la possibilité pour chacun d'exercer librement ses droits de vote dans cette limite.

Le 13 décembre 2023, Renault SA a donné instruction à la fiducie de céder à Nissan 211 millions de ses propres titres au prix unitaire de 3,62 € par action soit un total de 764 M€.

Nissan ayant annulé ces titres, le pourcentage d'intérêt de Renault dans Nissan s'élève désormais à 40,6 %.

Début 2023, Renault Group et Nissan ont annoncé les nouvelles bases de leur partenariat, incluant des projets opérationnels, une participation de Nissan au capital d'Ampere, le pure player de l'électrique et du software fondé par Renault Group ainsi que le rééquilibrage de leurs participations croisées à 15 % et le transfert de 28,4 % des actions de Nissan détenues par Renault Group dans une fiducie française, où les droits de vote sont « neutralisés » pour la plupart des décisions, mais où les droits économiques (dividendes et produits de vente des actions) bénéficient entièrement à Renault Group jusqu'à la vente de ces actions. Les nouvelles bases du partenariat avec Nissan n'ont pas eu d'impact dans les états financiers au 31 décembre 2023. Ces évolutions sont en cours au 31 décembre 2023.

Dexia

Retrait des agréments bancaires et des services d'investissements

La Banque Centrale Européenne (BCE) a validé, par courrier daté du 11 décembre 2023, le retrait de la licence d'établissement de crédit et des autorisations de services d'investissement de Dexia à partir du 1^{er} janvier 2024. La demande avait été introduite par Dexia auprès de l'Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution (ACPR) le 4 juillet 2023. Une analyse détaillée des impacts et des risques a démontré que Dexia est parfaitement à même de poursuivre le processus de résolution en dehors de la réglementation bancaire sans affecter la capacité de Dexia à opérer sa résolution ni la qualité de suivi de son portefeuille. Le changement de statut, n'a eu aucun impact sur la capacité de Dexia à se financer via l'émission de dette garantie par les Etats belge et français, comme en attestent les transactions publiques lancées avec succès par Dexia dès le début de l'année 2024. Dexia conserve également la possibilité de mener des opérations de négociation pour compte propre sur les marchés financiers ainsi qu'un accès direct aux chambres de compensation et aux principales plates-formes de négociation, indispensables à la gestion de sa résolution ordonnée.

8. ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLOTURE

Seuls les événements ayant eu lieu jusqu'au 31 mars 2024 sont précisés dans les différentes notes des comptes combinés et en suivant.

EDF

Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 205 M€.

France TV

France Télévisions a été informé courant janvier 2024 que la Commission européenne a été saisie d'une plainte du groupe TF1 contre l'État français relative à l'octroi d'aides d'État, prétendument illégales et incompatibles, en faveur de France Télévisions.

Cette plainte vise à la fois le nouveau régime de financement, datant d'août 2022, et le régime antérieur.

Elle vise à démontrer qu'il y aurait eu un caractère illégal, incompatible et abusif du régime de financement à travers l'application d'un taux de TVA réduit de 2,1 % sur la contribution à l'audiovisuel public (CAP) versée jusqu'en juillet 2022 dans le seul but de se soustraire à la taxe sur les salaires.

Elle indique par ailleurs que le régime de financement appliqué depuis août 2022 serait constitué d'aides d'État illégales et incompatibles avec le marché intérieur et aurait dû être déclaré auprès de la commission européenne.

TF1 demande à la Commission européenne d'ouvrir une procédure formelle d'examen sur le régime de réforme du financement de l'audiovisuel public appliqué depuis août 2022 et sur le régime fiscal du versement de la CAP avant cette date.

Le dépôt de cette plainte ne préjuge en rien de son issue.

A la date de l'arrêté des comptes de l'exercice 2023, aucune procédure formelle n'est ouverte. En l'absence d'informations sur l'issue de cette plainte, aucun impact comptable ne peut être estimé dans les comptes de l'exercice 2023.

LFB

Le 16 janvier 2024, l'État a accordé une Avance en Compte Courant de 200 M€ au LFB pour couvrir ses besoins de trésorerie. Les créanciers privés sollicités pour donner leur accord ont accordé les waivers nécessaires à cette opération le 8 janvier.

Areva

Le premier arrêt de tranche de la centrale Olkiluoto 3 a commencé le 2 mars 2024 pour se terminer le 10 mai 2024.

KNDS

Début février 2024, KNDS a souscrit à l'introduction en bourse du fabricant allemand de transmissions Renk, dont les produits sont notamment utilisés dans les véhicules blindés produits par le groupe. KNDS détient 6,7 % des actions de Renk.

Naval Group/ Framatome

Le 9 janvier 2024, Naval Group et Framatome ont annoncé la finalisation de l'acquisition de Jeumont Electric au groupe Altawest. Jeumont Electric est une entreprise industrielle spécialisée dans la fabrication et la maintenance de moteurs et d'équipements électriques pour les secteurs de l'énergie nucléaire et du naval de Défense. Cette opération offre la possibilité à Framatome et à Naval Group de renforcer leurs activités dans leurs secteurs respectifs. Elle a également pour ambition de conforter la position de Jeumont Electric comme entreprise de référence mondiale dans son domaine.

PRINCIPES COMPTABLES

1. RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET PRINCIPES GÉNÉRAUX

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002, les entités dont les titres sont admis sur un marché réglementé présentent leurs comptes consolidés à compter de l'exercice 2005 en conformité avec les normes IFRS (*International Financial Reporting Standards*) telles qu'adoptées par l'Union européenne.

Le périmètre de combinaison inclut des entités qui présentent leurs comptes en référentiel français et d'autres qui retiennent le référentiel IFRS. Compte tenu du poids significatif de ces dernières, une présentation des données combinées du rapport de l'État actionnaire en normes IFRS a été adoptée.

Les comptes des entités présentés en normes françaises sont donc retraités, sauf dans les cas où la présentation d'une telle information serait jugée insuffisamment fiable ou insuffisamment significative. Les exceptions aux traitements IFRS sont détaillées dans chaque chapitre des principes comptables.

En l'absence de précisions dans le référentiel IFRS, les principes de combinaison du règlement ANC 2020-1 du 6 mars 2020, rappelés-ci après, ont été retenus.

Capitaux propres de l'ensemble combiné

L'entrée d'une entité dans le périmètre de combinaison ne provenant pas de l'acquisition de titres mais d'une mise en commun d'intérêts économiques, les fonds propres combinés représentent :

- le cumul des capitaux propres des entités incluses dans le périmètre de combinaison (pris en compte à 100 % hors exception);
- la quote-part des capitaux propres (part du groupe) des filiales consolidées par des entités tête de file incluses dans le périmètre de combinaison.

Les titres de participation entre entités du groupe combiné sont éliminés par imputation sur les fonds propres.

Lors du cumul des capitaux propres des entités combinées, il ne peut être constaté d'intérêts minoritaires. Les intérêts minoritaires du bilan combiné de l'APE représentent les intérêts minoritaires déjà présents au passif du bilan de chacune des entités du périmètre.

Détermination de la valeur d'entrée des actifs et passifs des entités combinées

L'entrée d'une entité dans le périmètre de combinaison, ne provenant pas de l'acquisition de titres, il n'est constitué ni écart d'acquisition ni écart d'évaluation.

La valeur d'entrée des actifs et passifs de chacune des entités combinées est égale à leur valeur nette comptable, retraitée aux normes comptables de l'Agence des participations de l'État, à la date de la première combinaison, en distinguant valeur brute, amortissements et provisions. Dans le cas des entreprises incluses dans le périmètre de combinaison, la valeur nette comptable est la valeur nette comptable consolidée.

Normes IFRS et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire pour les états financiers annuels 2023

PREMIERE APPLICATION DE NORMES

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2023 sont conformes à ceux retenus au 31 décembre 2022, à l'exception des évolutions normatives introduites par les textes adoptés par l'Union Européenne et dont l'application est obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023 :

Amendement IAS 1: Informations à fournir sur les méthodes comptables

L'amendement de la norme indique qu'une entité doit désormais fournir des informations significatives sur les méthodes comptables plutôt que sur les principales méthodes comptables.

Amendement IAS 8: Définition des estimations comptables

L'amendement de la norme a revu la définition des estimations comptables sans en modifier le concept.

Amendement IAS 12: Impôts – Impôts différés relatifs à un actif ou passif acquis via une transaction unique

L'amendement introduit une nouvelle exception à l'exemption de comptabilisation initiale d'impôts différés. Suite à cet amendement, une entité n'applique pas l'exemption de comptabilisation initiale pour les transactions qui donnent lieu à des différences temporelles déductibles et imposables de montants identiques.

Selon la législation fiscale applicable, des différences temporelles imposables et déductibles égales peuvent survenir lors de la comptabilisation initiale d'un actif et 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. Par exemple, cela peut survenir lors de la comptabilisation de la dette liée à un contrat de location et du droit d'utilisation correspondant en application d'IFRS 16 à la date de début d'un contrat de location. Les principes comptables du Groupe étaient déjà alignés aux propositions de l'amendement.

Amendement IAS 12: Réforme fiscale internationale – Modèle de règles du Pilier 2

Des modifications ont été apportées à IAS 12 en réponse à la réforme de la fiscalité internationale élaborée par l'OCDE, dite Pilier 2, visant notamment à établir un taux d'imposition minimum de 15 %, devant entrer en application en France à compter de l'exercice 2024.

Cet amendement intègre :

- une exception temporaire et obligatoire quant à la comptabilisation d'impôts différés résultant de la mise en œuvre de cette réforme Pilier 2 ; et
- différentes informations à fournir en amont de la mise en œuvre de cette réforme afin d'informer les utilisateurs

des états financiers de l'exposition du Groupe aux conséquences de sa mise en œuvre.

IFRS 17: Contrats d'assurance

La nouvelle 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.

L'application de ces décisions, amendements, interprétations et améliorations n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers combinés.

AUTRES NORMES ET INTERPRETATIONS

Les autres normes et interprétations d'application obligatoire à compter d'un exercice postérieur au 31 décembre 2023 n'ont pas fait l'objet d'application anticipée à cette date.

Les principaux textes qui pourraient avoir un impact sur les comptes combinés futurs sont :

Amendement IAS 1: Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

L'amendement de la norme fournit de nouvelles dispositions pour apprécier la présentation d'un passif au bilan à la date de clôture en fonction de conditions pouvant rendre le passif exigible dans les 12 mois suivant la clôture. La date d'entrée en vigueur de cet amendement est le 1^{er} janvier 2024.

Amendement IAS 7 et IFRS 7: Affacturage inversé - Accords de financement des dettes fournisseurs

L'amendement des deux normes complète la liste des informations à fournir avec un point d'attention particulier sur les opérations d'affacturage inversé. La date d'entrée en vigueur de cet amendement est le 1^{er} janvier 2024.

Amendement IFRS 16: Contrats de location – Dette de location issue d'une cession-bail

L'amendement introduit des précisions sur les modalités de comptabilisation des évolutions de la dette de location dans le cadre d'un contrat de cession d'un actif suivi d'une reprise de cet actif en location avec des loyers variables. Cet amendement ne modifie pas les modalités de comptabilisation initiale de la dette de location mais précise qu'en cas d'évolution ultérieure des loyers, la différence entre le loyer réellement payé et la réduction de dette est comptabilisée au compte de résultat.

A date, il n'est pas anticipé d'impact matériel pouvant résulter de l'application de ces amendements et améliorations.

2. PÉRIMÈTRE DE COMBINAISON ET MÉTHODE DE COMBINAISON

Les états financiers combinés intègrent les comptes des entités contrôlées par l'État. Il s'agit des comptes sociaux lorsque les entreprises n'établissent pas de comptes consolidés.

L'article 179-I-11^o modifié de la loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019, loi de finances pour 2020, prescrit que toutes les entités significatives contrôlées par l'État sont incluses dans le périmètre de combinaison. En conséquence, les entités contrôlées de manière exclusive ou conjointe par l'État sont intégrées, et ceci conformément aux articles 111-3 et 211 du règlement de l'Autorité des normes comptables (ANC) n° 2020-01.

Les comptes combinés s'inscrivant dans le cadre du rapport de l'État actionnaire, un second critère a néanmoins été ajouté afin de fournir une image économique et institutionnelle de la notion « d'État actionnaire ». Ainsi, les entités contrôlées ayant une activité non marchande, financées majoritairement et étroitement encadrées, selon une mission et des objectifs définis par l'État sont en dehors du périmètre de combinaison.

La Banque de France et la Caisse des dépôts et consignations sont classées en dehors du périmètre de combinaison, compte tenu de leur indépendance et de leur mode de gouvernance.

Enfin, les entités contrôlées répondant aux critères mais qui ne représentent pas un poids significatif par rapport à leur secteur n'ont pas été incluses dans le périmètre de combinaison. L'importance relative de chaque entité s'apprécie par rapport aux principaux agrégats (total bilan/chiffre d'affaires/dettes financières/effectifs) représentés par l'ensemble des entités du secteur d'activité dans lequel elle se trouve. Dès qu'une entité dépasse l'un des quatre seuils, elle est incluse dans le champ de la combinaison.

Afin de donner une image fidèle, les entités dans lesquelles l'État actionnaire a une influence notable sont, en dérogation avec les règles de combinaison usuelles, combinées selon la méthode de la mise en équivalence.

L'influence notable est présumée comptablement lorsque l'État dispose d'un droit de vote au moins égal à 20 % ou est présent dans un comité significatif de l'entité.

La mise en équivalence consiste à substituer à la valeur comptable des titres détenus, le cas échéant, le montant de la part qu'ils représentent dans les capitaux propres de la société associée, y compris le résultat de la période.

3. HOMOGENÉITÉ DES PRINCIPES ET CONVERGENCE

L'élaboration de comptes combinés requiert l'application de normes homogènes par toutes les entités concernées, avec la mise en œuvre au titre de l'exercice 2023 des règles suivantes :

- le retraitement des écritures de nature fiscale a été réalisé pour les entités combinées présentant des comptes sociaux ;
- l'homogénéisation des règles appliquées au sein de l'ensemble des entités (comptes consolidés ou comptes sociaux) a été réalisée lorsque l'information a effectivement été obtenue.

4. ÉLIMINATION DES COMPTES INTRAGROUPES

Les créances et les dettes ainsi que les principaux flux de produits et de charges entre les entités comprises dans le périmètre sont éliminés.

Les modalités d'élimination suivantes ont été mises en œuvre :

- les opérations avec les entités mères des groupes faisant partie du périmètre de combinaison ont été les seules effectivement déclarées ;
- des seuils de déclaration ont été fixés (montant supérieur à 10 M€ pour le bilan et le compte de résultat).

5. MÉTHODE DE CONVERSION

Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la combinaison est l'euro. Les états financiers sont présentés en millions d'euros.

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.

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 dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans

les capitaux propres consolidés des groupes combinés 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.

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 arrêts 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.

Au 31 décembre 2023, les écarts de conversion des comptes combinés sont les écarts de conversion des entités combinées.

6. ESTIMATIONS

Pour établir leurs comptes, les entités du périmètre procèdent à des estimations qui affectent la valeur comptable de certains éléments d'actifs ou de passifs, des produits et des charges, ainsi que les informations données dans certaines notes de l'annexe. Ces estimations et appréciations sont revues de manière régulière pour prendre en compte l'expérience passée et les autres facteurs jugés pertinents au regard des conditions économiques. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou de conditions différentes, les montants figurant dans les futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Ces estimations et hypothèses concernent principalement :

- les marges prévisionnelles sur les contrats comptabilisés selon la méthode de l'avancement ;
- les flux de trésorerie prévisionnels et les taux d'actualisation et de croissance utilisés pour réaliser les tests de dépréciation des écarts d'acquisition et des autres actifs corporels et incorporels ;
- les modèles et les flux de trésorerie prévisionnels ainsi que les taux d'actualisation et de croissance utilisés pour valoriser les engagements de rachats d'actions aux actionnaires minoritaires de filiales ;
- l'ensemble des hypothèses utilisées pour évaluer les engagements de retraite et autres avantages du personnel, notamment les taux d'évolution des salaires et d'actualisation, l'âge de départ des employés et la rotation des effectifs ;
- l'ensemble des modèles, hypothèses sous-jacentes à la détermination de la juste valeur des rémunérations en actions et assimilées ;
- l'ensemble des hypothèses utilisées pour évaluer les provisions pour opérations de fin de cycle et les actifs correspondants, notamment :
 - les devis prévisionnels de ces opérations ;
 - les taux d'inflation et d'actualisation ;
 - l'échéancier prévisionnel des dépenses ;
 - la durée d'exploitation des installations ;
 - la quote-part financée par des tiers.

- l'ensemble des hypothèses retenues pour calculer les obligations de renouvellement dans le cadre du renouvellement des biens du domaine concédé (évaluation sur la base des engagements contractuels, tels qu'ils sont calculés et communiqués aux concédants dans le cadre de comptes rendus d'activité);
- les estimations relatives à l'issue des litiges en cours, et de manière générale à l'ensemble des provisions et passifs éventuels;
- la prise en compte des perspectives de recouvrabilité permettant la reconnaissance des impôts différés actifs;
- l'ensemble des hypothèses retenues (statistiques de consommation et estimations des prix) qui permettent d'évaluer les factures à établir à la date de clôture.

7. ACTIONS PROPRES

Les actions propres sont comptabilisées en diminution des capitaux propres sur la base de leur coût d'acquisition. Lors de leur cession, les gains et pertes sont inscrits directement dans les réserves consolidées pour leurs montants nets d'impôt et ne contribuent, donc, pas au résultat de l'exercice.

8. TITRES SUBORDONNÉS

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises sont comptabilisés conformément à la norme IAS 32 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques. Ils sont comptabilisés en capitaux propres à leur coût historique lorsqu'il existe un droit incondicional d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération de capital.

9. OPÉRATIONS SUR LE BILAN D'OUVERTURE

Les états financiers 2022 retraités intègrent très peu d'ajustements de comptes. Il s'agit principalement de reclassements de compte à compte suite à la revue des tables de correspondance des comptes utilisées par les entités.

Le principal reclassement de l'exercice 2022 correspond au retraitement des comptes en lien avec la première application de la norme IFRS 17 dans les comptes de La Poste (La Banque Postale).

Tableau 7. État proforma, actif

En M€	31.12.2022 publié	Ajustements	31.12.2022 proforma
Ecart d'acquisition	14 309	-	14 309
Immobilisations incorporelles du domaine propre	23 932	- 2	23 930
Immobilisations incorporelles du domaine concédé	3 138	1	3 139
Immobilisations incorporelles	27 070	- 1	27 069
Immobilisations corporelles du domaine propre	232 658	- 0	232 658
Immobilisations corporelles du domaine concédé	74 711	-	74 711
Immobilisations corporelles	307 369	- 0	307 369
Immeubles de placement	890	-	890
Titres mis en équivalence	58 484	1 304	59 787
Actifs financiers	104 638	-	104 638
Impôts différés actifs	13 794	-	13 794
Actif non courant	526 554	1 303	527 857
Stocks	22 512	- 8	22 505
Clients et comptes rattachés	35 804	-	35 804
Actif d'exploitation	58 317	- 8	58 309
Actifs financiers	65 940	- 3	65 938
Autres actifs	43 827	3	43 830
Trésorerie et équivalent de trésorerie	37 350	-	37 350
Actif courant	205 434	- 8	205 426
Actifs non courants détenus en vue de la vente	527	-	527
Total Actif	732 514	1 295	733 810

Tableau 8. État proforma, passif

En M€	31.12.2022 publié	Ajustements	31.12.2022 proforma
Capital	22 217	-	22 217
Primes	12 010	-	12 010
Réserves	109 574	1 304	110 878
Résultat	- 12 510	5	- 12 505
Capitaux propres - Part du groupe	131 291	1 309	132 600
Capitaux propres - intérêts minoritaires	13 248	-	13 248
Total capitaux propres	144 538	1 309	145 847
Passifs des concessions	44 558	-	44 558
Avantages au personnel	20 159	-	20 159
Autres provisions	81 317	-	81 317
Provisions	101 476	-	101 476
Passifs financiers	164 572	2	164 574
Impôts différés passifs	2 237	-	2 237
Autres passifs non courants	35	-	35
Passif non courant	312 878	2	312 880
Avantages au personnel	1 040	-	1 040
Autres provisions	9 009	-	9 009
Provisions	10 049	-	10 049
Passifs financiers	110 596	-	110 596
Dettes d'exploitation	40 916	0	40 916
Autres passifs	113 117	- 15	113 102
Passif courant	274 679	- 15	274 664
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	419	-	419
Total Passif	732 514	1 295	733 810

Tableau 9. État proforma, compte de résultat

En M€	31.12.2022 publié	Ajustements	31.12.2022 proforma
Chiffre d'affaires	207 484	14	207 498
Autres produits de l'activité	10 362	- 4	10 358
Achats et charges externes	- 168 298	- 1	- 168 299
Impôts et taxes	- 5 379	- 0	- 5 379
Personnel	- 39 987	- 1	- 39 988
Autres produits et charges opérationnelles	1 684	-	1 684
Marge Opérationnelle	5 865	9	5 874
Dotations nettes aux amortissements	- 17 777	-	- 17 777
Variation nette des provisions	1 300	- 4	1 296
Pertes de valeur	- 1 745	-	- 1 745
Plus ou moins values sur cession d'actifs	- 1 623	-	- 1 623
Résultat opérationnel	- 13 981	5	- 13 976
Résultat financier	- 5 230	0	- 5 230
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	- 19 210	5	- 19 205
Impôts différés et exigibles	3 188	-	3 188
Résultat des sociétés mises en équivalence	3 585	-	3 585
Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession	- 84	-	- 84
Résultat net de l'ensemble combiné	- 12 522	5	- 12 517
Résultat net - Part du Groupe	- 12 510	5	- 12 505
Résultat net - Part des minoritaires	- 12	-	- 12

NOTES ANNEXES

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 1 CHIFFRE D'AFFAIRES ET AUTRES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Tableau 10. Chiffre d'affaires par secteur

En M€	2022	2023
Chiffre d'affaires	207 498	205 997
Autres produits de l'activité	10 358	11 637
Total	217 846	217 634

1.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du périmètre combiné est stable sur la période. Cette stabilité masque (i) une diminution du chiffre d'affaires d'EDF (-4,3 Md€ sur la période) compensée par (ii) une croissance générale dans les autres participations.

Les entités suivantes sont les principales contributrices au chiffre d'affaires :

Tableau 11. Chiffre d'affaires par entité

En M€	2022	2023
EDF	143 114	138 675
SNCF	41 416	41 723
RATP	5 962	6 405
Aéroport de Paris	4 688	5 495
France Télévisions	2 970	3 001
Orano	2 216	2 619
Chantiers de l'Atlantique	1 938	2 392
Radio France	682	723
IN Groupe	516	625
Technicatome	499	527
Autres	3 497	3 812
Total	207 498	205 997

Dix entités du périmètre combiné constituent à elles seules 98 % du chiffre d'affaires en 2023 (comme en 2022).

Tableau 12. Chiffre d'affaires par secteur

En M€	2022	2023
Défense et aéronautique	613	617
Autres industries	2 611	3 081
Energie	145 834	141 819
Aérien	5 146	6 022
Autoroute	387	412
Ferroviaire	47 378	48 128
Maritime et portuaire	976	1 040
Télécom Médias Technologie	4 554	4 879
Chiffre d'affaires	207 498	205 997

Le chiffre d'affaires du **secteur Energie** a diminué de -3,9 Md€, soit -2,7 % sur l'exercice. Cette baisse s'explique principalement par les variations enregistrées par le groupe EDF, pour -4,3 Md€. Cette évolution concerne principalement les secteurs Italie (-11,6 Md€, soit -39,6 %) et Autres métiers (-11,5 Md€, soit -61,5 %), dont les diminutions sont partiellement compensées par les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+13,5 Md€, soit +28,9 %) et Royaume-Uni (+5,3 milliards d'euros, soit +33,1 %) :

- Le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production et commercialisation est en hausse organique de +13,5 Md€. Cette progression s'explique principalement par des effets prix favorables sur les ventes au tarif réglementé de vente (TRV) et en offre de marché, malgré les mesures de limitations tarifaires mises en place par les Pouvoirs Publics au titre du bouclier et des amortisseurs. Elle s'explique également par des effets prix de marché de l'énergie favorables sur les obligations d'achat pour +0,9 Md€ ;
- Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires est en hausse organique de +5,3 Md€, du fait principalement de l'impact de la hausse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et ce, malgré une production nucléaire plus faible en 2023 ;
- La diminution organique du chiffre d'affaires de l'Italie atteint -11,6 Md€ en 2023 et s'explique essentiellement par une baisse des volumes et des prix sur le gaz, pour -10,3 Md€ ;
- La diminution du chiffre d'affaires organique des Autres métiers de -11,5 Md€ provient essentiellement des activités gazières (-8,4 Md€) en raison de la baisse des prix de marché de gros du gaz et de la diminution de la marge de trading (-3,2 milliard d'euros) tenant compte d'une réduction de

volatilité des marchés dans un contexte de prix décroissants, contrebalancé par une diminution du risque crédit systémique.

A noter que cette baisse chez EDF est légèrement compensée par une hausse du chiffre d'affaires du groupe Orano de +0,4 Md€, pour s'établir à 2,6 Md€ au 31 décembre 2023, soutenu par des marchés haussiers et par une augmentation de l'activité dans l'Amont et Aval.

Le chiffre d'affaires du secteur Transport (domaines aérien, autoroutier, ferroviaire, maritime et portuaire) a augmenté quant à lui de 1,7 Md€ sur l'exercice. Cette amélioration est due essentiellement aux impacts :

- De l'aérien pour +0,9 Md€ en lien avec une croissance chez ADP sous l'effet de la progression du trafic, tant à Paris qu'à l'international, et de la forte dynamique des activités commerciales.
- Du ferroviaire pour +0,8 Md€ avec des trafics ferroviaires à la SNCF en forte progression, confirmant le fort engouement des Français pour le train. Dans un marché de la commission de transport qui voit se refermer un cycle de 2 années exceptionnelles, Geodis connaît en revanche une réduction de son chiffre d'affaires, sous l'effet de la normalisation des taux de fret sur l'aérien et le maritime et des baisses de volume liées au ralentissement économique mondial.

1.2 Autres produits des activités ordinaires

Les autres produits des activités ordinaires sont essentiellement constitués par des productions immobilisées pour 11,5 Md€ (9,3 Md€ en 2022).

Tableau 13. *Autres produits par secteur*

En M€	2022	2023
Défense et aéronautique	4	- 3
Autres industries	4	56
Energie	10 150	11 359
Aérien	2	2
Ferroviaire	87	108
Maritime et portuaire	18	23
Autoroute	0	0
Télécom Médias Technologie	93	92
Autres produits de l'activité	10 358	11 637

NOTE 2 AUTRES CHARGES ET PRODUITS OPÉRATIONNELS

Tableau 14. Détails des autres charges et produits opérationnels

En M€	2022	2023
Achats et charges externes	- 168 299	- 130 789
Impôts et taxes	- 5 379	- 6 419
Charges de personnel	- 39 988	- 41 897
Autres produits et charges opérationnels	1 684	10 916
Total	- 211 983	- 168 189

Les charges et autres produits opérationnels sont en baisse de -43,7 Md€ sur la période. La baisse s'explique principalement par EDF pour -46,4 Md€ : cette diminution est liée à la forte baisse des volumes des achats d'énergie du fait de l'amélioration de la production nucléaire et hydraulique et de la fin des achats pour fournir les volumes supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs.

2.1 Achats et charges externes

Les achats et charges externes sont détaillés comme suit :

Tableau 15. Achats et charges externes par secteur

En M€	2022	2023
Défense et aéronautique	- 416	- 363
Autres industries	- 1 985	- 2 467
Energie	- 140 055	- 102 000
Aérien	- 2 068	- 2 384
Autoroute	- 297	- 309
Ferroviaire	- 20 925	- 20 642
Maritime et portuaire	- 68	- 88
Services financiers	- 24	- 57
Télécom Médias Technologie	- 2 454	- 2 473
Défaisance	- 3	- 3
Autres services	- 3	- 3
Achats et charges externes	- 168 299	- 130 789

Ce poste diminue de -37,4 Md€. Cette baisse s'explique essentiellement par la forte baisse des volumes des achats d'énergie chez EDF du fait de l'amélioration de la production nucléaire et hydraulique et de la fin des achats pour fournir les volumes supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs.

2.2 Charges de personnel

Les charges de personnel par secteur d'activité sont les suivantes :

Tableau 16. Charges de personnel par secteur

En M€	2022	2023
Défense et aéronautique	- 194	- 214
Autres industries	- 462	- 525
Energie	- 16 889	- 17 255
Aérien	- 966	- 1 160
Autoroute	- 49	- 50
Ferroviaire	- 19 221	- 20 421
Maritime et portuaire	- 449	- 461
Télécom Médias Technologie	- 1 758	- 1 811
Défaisance	- 0	- 0
Autres services	- 0	- 0
Charges de personnel	- 39 988	- 41 897

Les charges de personnel augmentent de 1,9 Md€ sur la période, soit une augmentation de +4,8 %. Cette évolution est essentiellement due au secteur des Transports, et en particulier ferroviaire pour 1,2 Md€ en lien avec la croissance des effectifs moyens et les mesures de revalorisation salariales décidées chez RATP et SNCF.

2.3 Impôts et taxes

Les impôts et taxes peuvent être détaillés comme suit :

Tableau 17. Impôts et taxes par secteur

En M€	2022	2023
Défense et aéronautique	- 9	- 11
Autres industries	- 33	- 35
Energie	- 3 332	- 4 266
Aérien	- 252	- 286
Autoroute	- 17	- 17
Ferroviaire	- 1 485	- 1 513
Maritime et portuaire	- 26	- 27
Services financiers	- 1	- 0
Télécom Médias Technologie	- 224	- 265
Autres services	- 0	- 0
Total	- 5 379	- 6 419

La hausse du poste « impôts et taxes » (+1,0 Md€) s'explique par le secteur Energie (+0,9 Md€) et en particulier EDF, en lien notamment avec la mise en place des mécanismes de taxation sur les revenus (Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité dans l'Union européenne et Electricity Generator Levy au Royaume-Uni), qui atteint

0,6 Md€ en 2023 (contre 0,1 Md€ en 2022), principalement sur les secteurs Royaume-Uni 0,4 md€ et Autre international (0,1 Md€). S'agissant du secteur France - Production et commercialisation, le montant de taxation au titre de la Captation des rentes infra-marginales (CRI) est très limité du fait d'un déficit reportable significatif en 2022, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire sur cette période. L'augmentation des autres impôts et taxes provient également du segment France - production et commercialisation. En effet, au 31 décembre 2022, le montant de la Contribution Économique Territoriale était conjoncturellement faible, conséquence de la dégradation de la valeur ajoutée 2022 liée à la hausse des achats d'énergie observée en 2022 dans un contexte de recul notamment de la production nucléaire et de rachat de 19,5 TWH d'ARENH.

2.4 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels se présentent comme suit :

Tableau 18. *Autres produits et charges opérationnels par secteur*

En M€	2022	2023
Défense et aéronautique	18	- 16
Autres industries	14	17
Energie	111	9 534
Aérien	- 141	- 51
Autoroute	3	0
Ferroviaire	1 506	1 351
Maritime et portuaire	148	165
Services financiers	-	- 2
Télécom Médias Technologie	18	- 84
Défaisance	7	3
Autres produits et charges opérationnels	1 684	10 916

Les autres produits et charges opérationnels augmentent de 9,2 Md€ sur l'exercice, principalement du fait des impacts chez EDF de la hausse des subventions d'exploitation qui 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 2023 qui se traduit dans les comptes par un produit de 14,1 Md€ en 2023. Elles s'élevaient à 0,8 Md€ au titre de 2022. Les charges de Service public intègrent un montant de 14 Md€ 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 et des amortisseurs électricité. Néanmoins, les charges à couvrir au titre du soutien aux énergies renouvelables (ENR) ont atteint, de nouveau en 2023, un montant négatif du fait du niveau des prix de marché élevés qui se sont trouvés de façon générale supérieurs aux prix auxquels EDF doit acheter l'électricité dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat.

NOTE 3 DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR

Tableau 19. Dotations nettes aux amortissements et pertes de valeur

En M€	2022	2023
Dotations nettes aux amortissements	- 17 777	- 17 818
Pertes de valeur	- 1 745	- 12 929
Total	- 19 522	- 30 748

Les dotations nettes aux amortissements sont stables à hauteur de 17,8 Md€.

Les pertes de valeurs sont quant-à-elles en nette augmentation comparativement au 31 décembre 2022 et s'élèvent à -12,9 Md€ au 31 décembre 2023. Elles concernent principalement le groupe EDF pour 13,0 Md€ :

- 1,8 Md€ de pertes de valeur sur écart d'acquisition sur le secteur opérationnel Royaume-Uni (EDF Energy)
- 11,2 Md€ de perte de valeur sur les actifs nucléaires en construction et plus précisément en lien avec la mise à jour du calendrier et des coûts du projet Hinkley Point (HPC) au Royaume-Uni.

EDF a communiqué le 23 janvier 2024 sur le résultat de la revue du calendrier et du coût de construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C, menée afin de mettre notamment à jour les hypothèses sur le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase de montage

Electromécaniques (MEH), ainsi que les conséquences qui en découlent sur les autres îlots. Ainsi trois scénarios ont été envisagés. Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est estimé entre 31 et 34 Md€ selon le cas de figure contre une fourchette estimée entre 25 et 26 Md€ précédemment.

Le troisième scénario, défavorable, mentionné lors du communiqué de presse conduirait à un report de la mise en service des deux unités de 12 mois supplémentaires et aurait un coût additionnel de 1 Md€. Les trois scénarios ont été pris en compte et pondérés dans la réalisation du test. Cette pondération conduit à converger vers le scénario central incluant un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 en 2030 comparé à juin 2027 précédemment (et 2031 pour l'unité 2 comparé à juin 2028 précédemment). Ce scénario intègre un risque de report d'un an par rapport au scénario basé sur un calendrier de 120 mois qui est désormais utilisé pour le pilotage, l'organisation et la gestion du projet.

Pour mémoire, les principales pertes de valeur enregistrées en 2022 concernaient le groupe EDF, avec -1,7 Md€ dont 1,2 Md€ de pertes de valeur sur écart d'acquisition et 0,6 Md€ de pertes de valeur sur actifs. La perte de valeur sur écart d'acquisition concernait le secteur opérationnel Royaume-Uni (EDF Energy) pour 1,2 Md€.

NOTE 4 VARIATION NETTE DES PROVISIONS

Tableau 20. Variation des provisions

En M€	2022	2023
Reprises de prov. sur actifs circulants	998	1 017
Dotations aux prov. sur actifs circulants	- 1 192	- 1 595
Reprises de provisions	10 262	6 719
Dotations aux provisions	- 8 772	- 5 133
Total	1 296	1 008

Les variations nettes des provisions sont favorables sur l'exercice 2023, avec une reprise nette de 1,0 Md€ au 31 décembre 2023.

NOTE 5 PLUS OU MOINS VALUES SUR CESSION D'ACTIFS

Tableau 21. *Détail des plus ou moins values sur cession*

En M€	2022	2023
Produits de cession d'actifs	2 387	1 301
VNC des actifs cédés	- 4 010	- 2 607
Total	- 1 623	- 1 305

Les plus ou moins-values sur cessions d'actifs évoluent favorablement pour +0,3 Md€. Elles sont principalement constituées de -1,5 Md€ chez EDF en lien avec les mécanismes environnementaux, principalement les droits d'émission de gaz à effet de serre comptabilisés en immobilisations incorporelles.

NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

Le résultat financier est stable à -5,1 Md€ au 31 décembre 2023. Cette stabilité est due principalement à :

- la hausse du coût de l'endettement financier brut (-2,1 Md€), principalement sur les charges d'intérêts sur opérations de financement (cf. note 6.1).
- les effets de l'actualisation des provisions (-5,7 Md€) (cf. note 6.2);

compensé par :

- l'effet positif des autres produits et charges financières (+7,6 Md€), et plus particulièrement à la variation de juste valeur des instruments financiers estimés par le résultat (+6,8 Md€ sur l'exercice) (cf. note 6.3);

Le résultat financier se décompose comme suit :

Tableau 22. Résultat financier

En M€	2022	2023
Charges d'intérêts sur opérations de financement	- 4 582	- 6 573
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	- 121	- 17
Résultat net de change sur endettement	162	57
Recyclage en résultat des variations de JV des instruments de couverture de flux de trésorerie	90	- 34
Autres charges et produits financiers	- 5	49
Coût de l'endettement financier brut	- 4 457	- 6 517
Dépréciations nettes (des reprises) d'éléments de trésorerie	- 18	13
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	116	406
Produits de trésorerie	98	419
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	- 426	- 1 670
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	969	- 3 081
Autres provisions et avances	256	- 167
Effet de l'actualisation	800	- 4 919
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	82	- 149
Produits nets (des charges) sur instruments financiers évalués à la juste valeur par OCI	50	140
Variation des instruments financiers évalués à la juste valeur par résultat	- 4 260	2 588
Autres produits nets (des charges) sur autres actifs financiers	1 923	2 238
Dépréciations nettes (des reprises) d'actifs financiers	- 61	- 19
Charges d'intérêts sur contrats de location (IFRS 17)	- 241	- 307
Dotations nettes (des reprises) aux provisions pour risques et charges	- 22	- 11
Rendement des actifs de couverture	423	727
Dividendes reçus	397	668
Produits de cession des actifs financiers	4 356	5 181
VNC des actifs financiers cédés	- 4 318	- 5 177
Autres produits et charges financiers	- 1 670	5 880
Résultat financier	- 5 230	- 5 137

6.1 Charges d'intérêts sur opérations de financement

Les principaux contributeurs aux charges d'intérêts sur les opérations de financement sont détaillés dans le tableau ci-après :

Tableau 23. Coût de l'endettement financier brut par entité

En M€	2022	2023
EDF	- 1 653	- 3 730
SNCF	- 2 115	- 2 012
Aéroport de Paris	- 257	- 303
RATP	- 126	- 181
Orano	- 186	- 178
LFB	- 30	- 59
SFTRF	- 27	- 27
Chantiers de l'Atlantique	- 16	- 15
Imprimerie Nationale	- 4	- 13
Haropa	- 8	- 10
Autres	- 34	11
Coût de l'endettement financier brut	- 4 457	- 6 517

6.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi. L'effet de l'actualisation est une charge en 2023, contre un produit en 2022 (-5,8 Md€). La charge d'actualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une baisse du taux d'actualisation réel en France de 30 points de base en 2023, après une hausse de 50 points de base en 2022.

Le taux d'actualisation calculé s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2023 (4,8 % au 31 décembre 2022), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,0 % (2,3 % au 31 décembre 2022), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2023 (2,5 % au 31 décembre 2023).

6.3 Autres produits et charges financières

La hausse des autres produits et charges financiers de 7,6 Md€ est due principalement aux variations de juste valeur liées aux instruments financiers (6,8 Md€ dont 5,3 Md€ pour EDF et 1,3 Md€ pour Orano) dans un contexte de marchés qui restent volatils. Cette évolution globalement favorable s'explique par la variation de juste valeur des actifs dédiés EDF à hauteur de +2,2 Md€ (contre -3,1 Md€ en 2022, dans un contexte de marchés baissiers).

NOTE 7 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Principes comptables

Les impôts différés sont déterminés sur la base des différences temporelles résultant de la différence entre la valeur comptable des actifs ou passifs et la valeur fiscale de ces mêmes éléments.

Le calcul de l'impôt différé est effectué par entité fiscale, sur la base des taux d'impôts en vigueur à la clôture, tous les décalages temporels étant retenus.

Des situations nettes actives d'impôts différés sont comptabilisées dès lors que ces créances d'impôts sont recouvrables avec une probabilité suffisante. Ce critère est également retenu pour la comptabilisation des impôts différés relatifs aux pertes fiscales ou crédits d'impôt non utilisés. La recouvrabilité s'apprécie au niveau de chaque juridiction fiscale.

7.1 Ventilation de la charge d'impôt

L'impôt de l'exercice se ventile en impôt exigible et impôt différé comme suit :

Tableau 24. Ventilation de la charge d'impôt

En M€	2022	2023
Impôts exigibles	- 2 306	- 4 534
Impôts différés	5 494	1 463
Total impôts	3 188	- 3 071

7.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique avec la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

Tableau 25. Preuve d'impôt

En M€	2022	2023
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	- 19 210	13 263
Taux d'impôt	25,83 %	25,83 %
Charge théorique d'impôt	4 962	- 3 426
Ecarts entre le taux d'impôt français et les taux applicables à l'étranger	170	- 59
Activation de déficits antérieurs	47	64
Dépréciations d'impôts différés antérieurement reconnus	-	11
Impôts différés de la période non comptabilisés	- 1 155	1 085
Crédits d'impôts	26	10
Effet des changements de taux	- 6	- 2
Impôts sans base	- 482	248
Opérations imposées à un taux autre que le taux de droit commun	- 46	- 12
Autres différences permanentes	- 302	- 1 061
Autres	- 26	71
Charge réelle d'impôt	3 188	- 3 071
Taux d'impôt effectif	16,6 %	23,2 %

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à -3 071 M€ en 2023, contre 3 188 M€ en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 23,2 % sur la période. La hausse de la charge d'impôt de 6 259 M€ est à mettre en regard de celle du résultat avant impôt du périmètre de combinaison.

La rubrique « Ecarts entre le taux d'impôt français et les taux applicables à l'étranger » comprend principalement l'effet défavorable chez EDF des différences de taux d'imposition en Italie, où le taux d'imposition normatif applicable en 2023 est de 27,9 %, pour - 62 M€.

La rubrique « Impôts différés de la période non comptabilisés » comprend principalement les impôts différés non comptabilisés du groupe EDF (1 062 M€), correspondant essentiellement aux impacts favorables de la reconnaissance et reprise de dépréciation des actifs d'impôts différés du groupe fiscal en France, pour 938 M€ (dont 1 060 M€ relatifs au déficit généré en 2022), et aux États-Unis, pour 182 M€.

La rubrique « Impôts sans base » comprend principalement l'impact favorable chez EDF de la déduction des

rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 164 M€.

La rubrique « **Autres différences permanentes** » comprend principalement les impacts défavorables au Royaume-Uni

des pertes de valeur pour -1020 M€ et de la taxe Electricity Generator Levy, pour -100 M€. Cette taxe de 45 % s'applique aux recettes exceptionnelles des producteurs d'électricité et sera applicable jusqu'au 31 mars 2028.

7.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

Tableau 26. Variation des impôts différés

En M€	31.12.2022	Variations	Effet périmètre	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
Valeur brute des impôts différés actifs	22 157	- 2 881	10	- 19	40	19 308
Dépréciations des impôts différés actifs	- 8 368	1 540	- 22	24	15	- 6 812
Valeur nette des impôts différés actifs	13 789	- 1 340	- 12	5	55	12 496
Valeur des impôts différés passifs	2 237	- 719	146	33	- 0	1 697
Valeur nette des impôts différés	11 552	- 621	- 158	- 28	55	10 800

Analyse des impôts différés actifs

Ventilation des soldes des impôts différés actifs par entité :

Tableau 27. Ventilation des soldes des impôts différés actifs par entité

En M€	31.12.2022	31.12.2023
EDF	8 696	7 403
SNCF	4 353	4 363
RATP	496	509
Orano	116	97
Aéroport de Paris	42	52
Autres	87	72
Total	13 789	12 496

Analyse des impôts différés passifs

Ventilation des soldes des impôts différés passifs par entités :

Tableau 28. Ventilation des soldes des impôts différés passifs par entité

En M€	31.12.2022	31.12.2023
EDF	1 533	978
Aéroport de Paris	433	415
SNCF	185	227
EPIC BPI	28	37
IN Groupe	36	23
Autres	22	16
Total	2 237	1 697

Analyse des impôts différés par nature

Tableau 29. Ventilation des impôts différés par nature

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Déficits reportables	21 163	19 837
Avantages du personnel	4 137	4 051
Provisions réglementées (hors amortissements dérogatoires)	- 622	- 638
Autres provisions non déductibles	4 650	4 009
Pertes de valeur	- 50	- 12
Immobilisations	- 6 824	- 5 901
Instruments financiers	2 456	635
Résultats internes	118	117
Autres	4 500	5 250
Impôts différés bruts	29 529	27 348
Impôts différés non reconnus (dépréciés)	- 17 977	- 16 548
Impôts différés nets comptabilisés	11 552	10 800

ACTIFS IMMOBILISÉS

NOTE 8 ÉCARTS D'ACQUISITION

Principes comptables

Les écarts d'acquisition constatés à l'occasion d'une prise de participation sont définis comme la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle évalué 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 dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ;
- d'autre part le montant net des actifs acquis et des passifs assumés, évalués à leur juste valeur, à la date d'acquisition.

Lorsqu'il existe une différence négative (« badwill »), elle est immédiatement enregistrée en résultat.

Les écarts d'acquisition reconnus dans les comptes combinés sont ceux figurant dans les comptes consolidés des entités combinées. Les éléments de détermination des écarts d'acquisition ne sont pas reconsidérés (coût des titres, évaluation des éléments d'actif et de passif identifiables).

Conformément à IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les écarts d'acquisition ne sont pas amortis. Ils font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an. La norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs » prescrit que ces tests soient généralement réalisés au niveau de chaque Unité génératrice de trésorerie (UGT) à laquelle l'écart d'acquisition a été affecté. Ils peuvent l'être également au niveau de regroupements au sein d'un secteur d'activité ou d'un secteur géographique au niveau desquels est apprécié le retour sur investissement des acquisitions.

La nécessité de constater une perte de valeur est appréciée par comparaison entre la valeur comptable des actifs et passifs des UGT ou regroupement d'UGT et leur valeur recouvrable. La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité.

La juste valeur nette des coûts de sortie est déterminée comme la meilleure estimation de la valeur de vente nette des coûts de sortie lors d'une transaction réalisée dans des conditions de concurrence normale entre des parties bien informées et consentantes. Cette estimation est déterminée sur la base des informations de marché disponibles en considérant les situations particulières.

Les modalités de dépréciation retenues par les entités sont présumées les mieux adaptées à leurs domaines d'activité et sont conservées dans les comptes combinés.

Au titre de l'exercice 2023, tous les écarts d'acquisition ont fait l'objet d'un test de dépréciation. Les amortissements enregistrés par les entités en normes françaises n'ont pas été modifiés et ont fait l'objet d'un simple reclassement en dépréciation.

Tableau 30. Écarts d'acquisition

En M	31.12.2022	Dotations	Effet périmètre	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
Valeurs brutes	18 771		881	82	9	19 743
Dépréciations	- 4 462	- 1 791	-	- 11	- 0	- 6 264
Écarts d'acquisition	14 309	- 1 791	881	71	8	13 479

En 2023, les principaux effets de périmètre de la période concernent SNCF pour 810 M€ qui s'explique par les acquisitions du groupe Trans-O-Flex en Allemagne, ITS en Suisse, d'actifs chez Southern Companies aux États-Unis et de Transports Dévoluy en France par Geodis ainsi que par l'ajustement des écarts d'acquisition provisoires de Geodis Logistics Singapore et de Need it Now Delivers suite à l'évaluation définitive des actifs et des passifs identifiés.

Les dotations aux dépréciations concernent principalement EDF pour -1,8 Md€ en lien avec les pertes de valeur sur écart d'acquisition sur le secteur opérationnel Royaume-Uni (EDF Energy).

Les principaux écarts d'acquisition au 31 décembre 2023 concernent :

- EDF (7,9Md€) dont Energy (4,9 Md€ en 2023 pour 6,5 Md€ en 2022 suite à la comptabilisation d'une perte de valeur pour 1,8 Md€) ;
- SNCF (3,5Md€) dont SNCF Marchandises & Logistique (2,4 Md€ en 2023, dont 2,4 Md€ de Geodis, pour 1,6 Md€ en 2022, dont 1,6 Md€ de Geodis) ;
- Orano (1,3 Md€) pour les activités du cycle du combustible nucléaire.

NOTE 9 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Principes comptables

Les immobilisations incorporelles comprennent essentiellement :

- les frais de recherche et de développement ;
- les autres actifs incorporels produits ou acquis ;
- les activités de prospection, d'exploration et de production de minerais ou d'hydrocarbures.

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées à leur coût d'achat ou de production et sont amorties linéairement sur leurs durées d'utilité.

En cas d'événements défavorables, un test de dépréciation est effectué et une provision est constatée si la valeur recouvrable de l'actif est inférieure à sa valeur nette comptable.

Frais de développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues. Elles doivent être immobilisées dès que sont démontrés cumulativement et conformément à la norme IAS 38, les éléments suivants :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- l'intention de l'entité d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- et la capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement la faisabilité technique nécessaire.

Les frais de développement capitalisés sont amortis selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité prévisible.

Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels ou progiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéfinie ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux) ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel ».

Les activités de prospection, d'exploration et de production de minerais ou d'hydrocarbures

Les dépenses de prospection et d'exploration, ayant pour but de mettre en évidence de nouvelles ressources, les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont enregistrés en charge sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les frais de recherche minière se rapportant à un projet qui, à la date de clôture des comptes a de sérieuses chances de réussite technique et de rentabilité commerciales sont immobilisés. Ils sont valorisés en incorporant des coûts indirects à l'exclusion des charges administratives. Les frais de recherche minière immobilisés sont amortis au prorata du tonnage extrait des réserves qu'ils ont permis d'identifier.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Contrats de location (preneur)

Pour chaque contrat de location, hors quelques exceptions, un actif au titre du droit d'utilisation d'un bien est reconnu et comptabilisé en contrepartie d'une dette de location, équivalente à la valeur actualisée des paiements restants du contrat. Afin d'apprécier si un contrat est un contrat de location selon IFRS 16 à la date d'entrée en vigueur de celui-ci, le jugement doit être exercé afin de déterminer s'il porte sur un actif spécifique, obtient la quasi-totalité des avantages économiques liés à l'utilisation de l'actif et à la capacité de contrôler l'utilisation de cet actif. Le droit d'utilisation de l'actif est inclus dans les actifs incorporels et est amorti sur la durée du contrat de location.

Au 31 décembre 2023, aucun retraitement sur les comptes du périmètre de combinaison n'a été réalisé. Les droits d'utilisation reconnus sont donc exclusivement ceux qui le sont dans les comptes des entités.

Tableau 31. Variation des immobilisations incorporelles

En M	31.12.2022	Variations	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Change-ment de méthode	Effet change	Autres mouve-ments	31.12.2023
Immos incorp. du domaine concédé	3 139	41	- 134	-	-	60	- 37	-	3 068
Frais de développement	164	36	- 20	0	0	- 2	0	-	178
Frais de recherches minières	1 805	67	- 77	6	-	-	- 11	-	1 790
Logiciels	2 801	1 471	- 1 549	11	6	15	- 1	0	2 755
Marques, brevets et droits similaires	1 742	118	- 26	0	0	- 21	- 0	-	1 814
Autres immobilisations incorporelles	5 726	891	- 806	15	260	- 0	8	-	6 094
Immobilisations incorporelles en cours	2 960	609	- 31	6	2	- 1	- 1	-	3 544
Avances sur immobilisations incorporelles	22	- 0	-	-	-	- 0	- 0	-	22
Droit d'utilisation (IFRS 16)	8 710	2 092	- 2 036	4	140	- 19	- 42	236	9 085
Immos incorp. du domaine propre	23 930	5 284	- 4 545	43	408	- 28	- 46	237	25 282
Valeur nette des immobilisations incorporelles	27 069	5 324	- 4 679	43	408	32	- 84	237	28 350

Les autres immobilisations incorporelles incluent principalement :

- EDF - la cartographie Enedis pour 927 M€ (814 M€ au 31 décembre 2022) ;
- EDF - la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 M€ et 489 M€ ;
- EDF - la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 M€ et 1 552 M€ ;
- EDF - la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire et les contrats clients de Framatome pour respectivement 151 M€, 493 M€ et 216 M€ ;

Les variations de la période concernent principalement les coûts de logiciels capitalisés sur la période pour 1,5 Md€ et les droits d'utilisation sur les nouveaux contrats de location pour 2,1 Md€.

Les actifs liés au droit d'utilisation concernent essentiellement les locations immobilières. Les éléments relatifs aux passifs de location sont présentés en note 23 et les charges d'intérêts sur les obligations locatives présentées dans le résultat financier, en note 6.

NOTE 10 IMMOBILISATIONS CORPORELLES CONCÉDÉES ET PROPRES

Principes comptables

Les immobilisations des comptes combinés sont présentées sous deux rubriques à l'actif du bilan :

- les immobilisations corporelles du domaine propre ;
 - les immobilisations corporelles du domaine concédé. Elles sont celles construites ou acquises en vertu des obligations nées de la signature de contrats de concession bénéficiant à des entités du périmètre de combinaison. Ces entités font principalement partie du secteur Énergie et Transports. Les immobilisations concédées sont transférées aux autorités concédantes à l'issue des contrats, sauf lorsqu'ils sont appelés à être reconduits.
- Évaluation initiale

La valeur brute des immobilisations corporelles correspond à leur coût d'acquisition ou de production. Ce coût comprend les frais directement attribuables au transfert de l'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et à sa mise en état pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction.

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

Le coût d'une immobilisation corporelle comprend par ailleurs l'estimation des coûts relatifs au démantèlement et à l'enlèvement de l'immobilisation et à la remise en état du site sur lequel elle est située, à raison de l'obligation que l'entité encourt. Pour les installations nucléaires, ce coût incorpore le coût du dernier cœur.

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, s'agissant d'actifs éligibles au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunts ».

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes, ils donnent lieu à l'identification de composants qui sont amortis sur des durées qui leurs sont propres.

Les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en immobilisations corporelles.

Contrat de délégation de service public

La comptabilisation des contrats de délégation de service public prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Concessions de distribution publique d'électricité

- Cadre général

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

Le traitement comptable des concessions 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 puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

- Constatation des actifs comme immobilisations en concession de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concession de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concedant.

Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines, etc.), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs, etc.).

Les évolutions réglementaires liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

Concession du réseau public de transport d'électricité

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont réputés, par la loi, propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du groupe EDF.

Concession de production et de distribution de chaleur

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 rémunération et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie qui est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur.

Régime de propriété des biens inscrits à l'actif de l'EPIC RATP

La loi d'Organisation et de Régulation du Transport Ferroviaire (ORTF) a modifié à compter du 1^{er} janvier 2010 le régime de propriété des biens créés par la RATP ou historiquement mis à sa disposition en distinguant quatre catégories d'actifs dont seules les deux rubriques ci-après rentrent dans le cadre des contrats de concession :

- les matériels roulants et les matériels d'entretien du matériel roulant (biens de retour) appartiennent au STIF depuis le 1^{er} janvier 2010. Le STIF entrera en possession de ces biens à l'expiration des droits d'exploitation de services. Le décret d'application n°2011-320 prévoit que le STIF rachète, au terme de la durée des droits d'exploitation de la RATP, les biens à leur valeur nette comptable, nette de toute subvention, telle qu'elle figure dans les comptes annuels de l'EPIC. Dans les comptes consolidés, ces biens sont comptabilisés en actifs financiers en application de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » ;
- Les autres biens nécessaires à l'exploitation (biens de reprise), autres que ceux mentionnés ci-dessus, appartiennent en pleine propriété à la RATP. À l'expiration des droits d'exploitation de lignes, le STIF dispose néanmoins d'un droit de reprise de ces biens. Ces biens sont comptabilisés en actifs financiers et en actifs incorporels en application de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

Concessions aéroportuaires

La comptabilisation des opérations des aéroports de province (Bordeaux, Strasbourg-Entzheim, etc.) et d'Outre-Mer suit les règles particulières aux concessions. Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût d'acquisition.

Les immobilisations corporelles peuvent être qualifiées de renouvelables ou de non renouvelables :

- Les biens qualifiés de renouvelables sont ceux dont la durée de vie technique est inférieure à la durée résiduelle de la concession et qui doivent être renouvelés avant la fin de la concession.
- Les biens qualifiés de non renouvelables peuvent l'être :
 - Soit par nature (terrains par exemple) ;
 - Soit parce que leur durée d'utilité dépasse la durée résiduelle de la concession.

Les immobilisations non renouvelables avant la fin de la concession, non relatives aux missions régaliennes de l'État et financées par le concessionnaire, font l'objet d'un amortissement linéaire sur la durée restant à courir jusqu'à la fin de la concession aéroportuaire.

10.1 Immobilisations du domaine concédé

Les variations des valeurs nettes des immobilisations s'élèvent à 2,1 Md€ sur l'exercice. Ces entrées ont été réalisées essentiellement par EDF à hauteur de 1,9 Md€ (2,5 Md€ en 2022).

Tableau 32. Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé

En M€	31.12.2022	Variations	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Effet change	31.12.2023
Terrains, agencements et aménagements de terrains	345	12	-6	-	-3	0	348
Constructions	2 805	282	-171	2	4	-	2 922
Installations Productions thermique et hydraulique	5 354	277	-336	-	-318	-1	4 975
Réseaux et installations électriques	58 063	4 038	-2 518	28	-	0	59 611
Install.tech., matériels et outillages	1 684	220	-191	1	-0	-	1 714
Immobilisations de construction d'autoroutes	2 361	45	-20	0	0	-	2 386
Autres immobilisations corporelles	492	202	-149	2	-0	-0	546
Immobilisations en cours	3 588	727	-6	-	-3	-	4 307
Avances sur immobilisations corporelles	19	-13	-	-	-	-	6
Total	74 711	5 790	- 3 398	32	- 319	-1	76 816

10.2 Immobilisations corporelles du domaine propre

Tableau 33. Variation des immobilisations corporelles du domaine propre

En M	31.12.2022	Variations	Effet périmètre	Dotations	Reprises	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
Démantèlement et reprise et conditionnement de déchets	3 238	163	-	-16	-	-2	-	3 384
Terrains et agencements	10 498	775	14	-148	6	2	-6	11 141
Constructions, installations générales et aménagements	31 766	3 094	75	-2 024	56	-9	-47	32 911
Installations fixes de SNCF Réseau	36 776	3 824	-	-1 381	-	-	-	39 219
Installations production nucléaire	21 564	5 087	-	-3 491	1	76	-	23 236
Installations production thermique et hydraulique	4 666	221	311	-440	-	6	-	4 764
Réseaux et installations électriques	15	0	2	-1	-	0	-	17
Install.tech., matériels et outillages	33 757	4 733	64	-2 914	127	-167	-25	35 575
Véhicules	10 460	1 227	0	-1 254	37	14	166	10 650
Matériels informatiques / bureau / mobilier	53	30	1	-27	0	0	0	57
Autres immobilisations corporelles	2 579	910	-315	-719	12	5	-1	2 472
Immobilisations en cours	77 200	7 834	13	-11 236	70	447	83	74 411
Avances sur immobilisations corporelles	84	23	-3	-	-	-1	4	108
Total	232 658	27 921	162	- 23 651	309	371	175	237 944

Les principales acquisitions de l'exercice du domaine propre ont été réalisées par les entités suivantes :

Tableau 34. Acquisitions par entité

En M€	2022	2023
EDF	12 892	15 415
SNCF	7 901	8 019
RATP	1 911	1 988
Aéroport de Paris	658	989
Orano	693	715
Haropa Port	239	125
LFB	148	129
Grand port maritime de Marseille	59	93
Grand port maritime de Dunkerque	79	79
France Télévisions	58	71
Autres	239	552
Total acquisitions	24 936	28 176

10.3 Analyse des acquisitions de la période

Les principaux investissements de la période, relevant tant du domaine concédé que du domaine propre, concernent :

En matière d'énergie

EDF

Les investissements nets (hors cessions) s'élevaient à 19,1 Md€ en 2023, en hausse de 2,7 Md€ par rapport à 2022.

Tableau 35. Investissements nets EDF

En M€	2022	2023
France - Activité de production et de commercialisation	5 688	6 566
France - Activités régulées	4 564	5 025
EDF renouvelables	1 619	1 759
Dalkia	324	297
Framatome	294	386
Royaume-Uni	2 978	4 088
Italie	701	632
Autre International	167	292
Autres métiers	61	55
Investissements nets	16 395	19 100

Au Royaume-Uni, la hausse des investissements nets de 1,1 Md€ traduit la montée en puissance du chantier Hinkley Point C.

Les investissements nets du segment France - Activités de production et commercialisation sont en hausse de 0,9 Md€, du fait notamment de la montée en puissance du projet EPR2, des coûts liés à la corrosion sous contrainte et du programme Grand Carénage.

Les investissements nets du segment France – Activités régulées sont en hausse de 0,5 Md€ en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements.

Les investissements d'EDF Renouvelables sont en hausse, en particulier en raison de développement d'importants parcs solaires aux Etats Unis (dont Fox Squirrel - 753 MW bruts et

Desert Quartzite - 527 MW bruts), au Royaume-Uni et de parcs éoliens au Brésil (Eólico Serra do Seridó et Serra das Almas).

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

En matière de transport ferroviaire

SNCF

La dynamique d'investissement se maintient à un niveau élevé. Les investissements du groupe atteignent 10,6 Md€ en 2023, dont un tiers financé par le groupe SNCF. 95 % sont réalisés pour le système ferroviaire en France. Conformément à la stratégie du groupe, les investissements favorisant la transition écologique sont privilégiés et portent en majorité sur des projets structurants de régénération et de modernisation du réseau ferré et des gares.

Les investissements au titre de l'exercice sont essentiellement constitués par :

- 5,5 Md€ pour le réseau ferré avec notamment les travaux de régénération du réseau principal quotidien (objectif atteint concernant les travaux de régénération à hauteur de 3,0 Md€);
- 1,1 Md€ dans la modernisation structurelle, l'entretien des gares et leur accessibilité;
- 3,4 Md€ d'investissements pour le matériel roulant et les installations d'exploitation de SNCF Voyageurs (88 rames de matériels roulants neufs ont été livrées en 2023 pour les activités de SNCF Voyageurs. A noter que les trains TER et Transilien sont financés par les Régions en tant qu'Autorités Organisatrices de Transports);
- 0,2 Md€ d'investissements pour des installations fixes et des bus et autocars électriques ou bio carburant pour KEOLIS;
- 0,3 Md€ d'investissements pour les infrastructures et le matériel roulant des activités logistiques: achat de semi-remorques ou camions au gaz naturel (GNV) pour GEODIS, locomotives électriques pour Captrain et l'achat de 400 wagons pour Combicargo (livrés en 2024 et 2025).

RATP

Les investissements du groupe RATP s'élevaient à 2,4 Md€ (y compris 0,4 Md€ d'investissements réalisés pour le compte de la Société du Grand Paris dans le cadre du prolongement de la L14 au sud).

Sur les 2,0 Md€ d'investissements réalisés en Île-de-France par l'Epic sur le périmètre du plan quadriennal d'investissements (PQI) 2021-2024 contractualisé avec Île-de-France Mobilités, près de 70 % de l'enveloppe sont consacrés aux programmes d'entretien et de modernisation du réseau et des matériels roulants. Le solde a été consacré à l'accroissement de la capacité de transport (prolongements de lignes de métro et de tramway) et à la modernisation des espaces et de l'information voyageurs.

En matière de modernisation du réseau et d'entretien des infrastructures (1,4 Md€), l'effort d'investissement est porté par :

- la modernisation du réseau métro avec les programmes MP14 et MF19, l'automatisation de la ligne 4 (finalisée en décembre 2023), le remplacement de la quasi-totalité des

- MP59 sur la ligne 11 et la modernisation de la ligne 6 avec l'arrivée des rames MP89;
- un investissement de 0,2 Md€ sur le réseau RER pour rénover les rames MI84, poursuivre le projet d'acquisition des futurs MI20 pour le RER B, et renouveler le pont de Chartres;
- des dépenses pour l'adaptation des centres bus à la transition énergétique et l'achat de bus électriques et au biogaz pour 0,3 Md€.

En matière de prolongement des lignes de métro et de tramway (0,5 Md€), les principaux projets sont les suivants:

- 0,3 Md€ s d'investissements pour les projets de développement des infrastructures prévus au contrat de plan État-Région, avec notamment le prolongement de la ligne 11 à Rosny-Bois-Perrier, de la ligne 14 vers Saint-Denis Pleyel et Orly, et la finalisation des travaux de prolongement de la ligne 4 à Bagneux et de la ligne 12 vers Mairie d'Aubervilliers;
- 0,1 Md€ d'investissements pour le prolongement du tramway T1 à Asnières – Quatre Routes et du T3B de Porte d'Asnières à Porte Dauphine.

En matière de modernisation des espaces et de l'information voyageurs (0,2 Md€), les investissements sont portés notamment par une forte dynamique des projets de modernisation des espaces voyageurs sur le réseau métro pour 63 M€: rénovation de stations, amélioration de la sécurité, création d'accès supplémentaires, projet Symphonie (amélioration de la qualité de service dans les espaces). Sur le réseau RER, ces investissements représentent 31 M€ et sont portés par les nouveaux écrans d'affichage du RER A et RER B, la rénovation des gares Auber, Croix de Berny, Nanterre Préfecture, Gare de Lyon, Nation, Saint-Michel et Charles de Gaulle - Étoile.

En matière de transport aérien

ADP

Les principaux investissements au 31 décembre 2023 sont les suivants:

Pour l'aéroport de Paris-Charles de Gaulle:

- La construction d'un bâtiment et d'un système de tri bagage TCN (Tri correspondance nord);
- Le projet de canalisation Marne;
- Le passage au standard 3 de la salle trieur bagages du terminal 2C;
- La poursuite des travaux sur la gare pour l'arrivée du CDG Express;
- Le maintien des équipements avec le renouvellement des dégivreuses;
- La création des aires grand Est Nord – AGEN;
- Le passage au standard 3 des terminal 2C, 2A et 2D;
- La rénovation des installations de tri bagages du terminal 2B et 2C;
- Le renforcement de la protection périmétrique des zones sensibles;
- La réhabilitation de la piste 1 et des taxiways associés;

Pour l'aéroport de Paris-Orly:

- La poursuite des travaux en prévision de la construction de la future gare du Grand Paris, ainsi que de l'esplanade;
- La rénovation de la piste 2;

- La restructuration et la mise en conformité réglementaire du système de tri bagages d'Orly 4.

Pour l'aéroport de Paris - Le Bourget et les aérodromes d'aviation générale, les investissements ont porté principalement sur des affaires de sûreté comme la vidéosurveillance et les clôtures périmétriques ainsi que des nouvelles infrastructures (Vertiport).

Aéroports de Paris a par ailleurs réalisé sur l'année 2023 des investissements pour ses fonctions support et sur des projets communs aux plates-formes, notamment informatiques.

NOTE 11 IMMEUBLES DE PLACEMENT

Principes comptables

Les immeubles de placement sont les biens immobiliers (terrain, bâtiment, ensemble immobilier ou partie de l'un de ces éléments) détenus (en pleine propriété ou grâce à un contrat de location) pour être loués à des tiers et/ou dans la perspective d'un gain en capital.

Les immeubles de placement apparaissent ainsi sur une ligne spécifique du bilan et, conformément à l'option offerte par la norme IAS 40, sont évalués selon la méthode du coût historique, c'est-à-dire à leur coût diminué du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur.

Les bâtiments concernés sont amortis linéairement sur la base des durées de vie allant de 20 à 50 ans.

Les principales variations et décomposition du poste Immeubles de placement sont les suivantes :

Tableau 36. Variation des immeubles de placement

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Ouverture	887	890
Variation	42	51
Périmètre		35
Dotations	- 39	- 46
Change		-
Clôture	890	930

Tableau 37. Immeubles de placement par entités

En M€	Valeurs brutes	Amortissements	Valeurs nettes 31.12.2022	Valeurs brutes	Amortissements	Valeurs nettes 31.12.2023
Aéroports de Paris	1016	- 394	621	1122	- 461	661
EDF	29	- 16	13	29	- 16	12
SNCF	276	- 20	256	276	- 20	256
Immeubles de placement	1321	- 430	890	1427	- 497	930

La juste valeur des immeubles de placement d'ADP s'élève à 3,3 Md€ au 31 décembre 2023 contre 3,2 Md€ au 31 décembre 2022.

NOTE 12 TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE

Les titres mis en équivalence sont composés :

- des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans les comptes combinés soit 13 entités combinées, par mise en équivalence (Safran, Orange, Renault, Air France-KLM en 2006; Airbus Group, Thales et Semmaris en 2007; Engie en 2008; Naval Group en 2011; Dexia en 2013; Eramet en 2016; La Française des jeux en 2019; La Poste en 2020).
- des titres mis en équivalence comptabilisés dans les comptes consolidés des entités du périmètre de combinaison.

La répartition entre ces deux types est détaillée dans le tableau ci-après :

Tableau 38. *Détail des titres mis en équivalence*

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Participations de l'Etat mises en équivalence	32 284	32 581
Titres mis en équivalence des entités combinées	27 504	28 387
Titres mis en équivalence	59 787	60 968

12.1 Participations de l'État mises en équivalence dans la combinaison

Les participations de l'État mises en équivalence dans la combinaison de manière directe sont les suivantes :

Tableau 39. *Participations mises en équivalence directes*

En M€	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2022	dont quote-part de résultat 2022	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2023	dont quote-part de résultat 2023
Air France KLM	28,61 %	- 860	208	27,99%	- 574	261
Airbus	10,93 %	1 415	464	10,90%	1 929	413
Dexia	46,81 %	3 114	2	46,81%	2 953	- 177
Engie	23,78 %	8 146	51	23,77%	7 146	525
Eramet	27,33%	487	202	27,38%	438	30
Française des jeux	20,48 %	190	63	20,50%	220	87
La Poste	34,00 %	7 270	409	34,00%	7 624	175
Naval Group	62,83 %	765	213	62,87%	824	164
Orange	13,40 %	4 258	287	13,40%	4 264	327
Renault	15,28 %	4 402	- 52	15,29%	4 548	336
Safran	11,30 %	1 177	- 278	11,60%	1 343	400
Semmaris	33,34 %	51	8	33,34%	56	9
Thales	26,07 %	1 870	292	26,51%	1 811	271
Participations de l'Etat mises en équivalence		32 284	1 658		32 581	2 821

12.2 Titres mis en équivalence des entités combinées

Les participations de l'État mises en équivalence dans la combinaison de manière indirecte sont les suivantes :

Tableau 40. Participations mises en équivalence indirectement

En M€	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2022	dont quote-part de résultat 2022	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2023	dont quote-part de résultat 2023
Groupe Bpifrance	13 633	737	14 883	534
Participations détenues par EDF	9 421	759	9 037	257
KNDS (GIAT)	1 510	152	1 621	173
Participations détenues par ADP	1 879	14	1 779	75
Autres	1 060	51	1 068	49
Titres mis en équivalence des entités combinées	27 503	1 713	28 387	1 088
Titres mis en équivalence	59 787	3 371	60 968	3 910

* EDF a finalisé la vente de sa participation dans CENG le 6 août 2021.

12.3 Variations de la valeur des titres mis en équivalence

Tableau 41. Variation des mises en équivalence

En M€	Titres mis en équivalence	Dont participations de l'État mises en équivalence dans la combinaison
31 décembre 2022	59 787	32 284
Variation par capitaux propres (yc juste valeur)	1 142	174
Entrée de périmètre	30	-
Sortie de périmètre	- 55	-
Ecart de change	- 588	- 324
Augmentation de capital	251	16
Distribution de dividendes	- 2 988	- 1 822
Résultat de la période	3 910	2 821
Hyperinflation	18	-
Variation de pourcentage d'intérêt	39	78
Autres variations	79	5
31 décembre 2023	60 968	32 581

AUTRES ACTIFS

NOTE 13 ACTIFS FINANCIERS

Principes comptables

Classement

Le classement des actifs financiers dépend de deux critères :

- Le critère dit du « prêt basique » (ou SPPI - Solely Payment of Principal and Interest) qui vise à s'assurer que les flux de trésorerie contractuels de l'actif sont uniquement composés du remboursement du principal et des intérêts sur le principal restant dus ;
- Le critère du modèle de gestion (ou business model) qui vise à déterminer les objectifs poursuivis par l'entité au travers de la détention de l'actif financier. Il existe 3 modèles de gestion au sens de la norme IFRS 9 qui consistent respectivement à :
 - conserver uniquement des actifs financiers pour encaisser des flux de trésorerie contractuels : les actifs sont alors évalués au coût amorti ;
 - détenir des actifs financiers pour encaisser des flux de trésorerie contractuels et vendre ces actifs : ils sont alors évalués à la juste valeur par capitaux propres (avec recyclage ultérieur en résultat) ;
 - détenir des actifs financiers dans le cadre d'aucun des modèles de gestion ci-dessus : les actifs sont alors évalués à la juste valeur par le résultat.

Il ressort de l'application de ces deux critères que les titres de capitaux propres, qui ne répondent pas par hypothèse au critère du « prêt basique », devraient être systématiquement comptabilisés à la juste valeur par résultat. La norme IFRS 9 prévoit cependant une option qui permet la comptabilisation à la juste valeur par capitaux propres (sans recyclage ultérieur en résultat) afin de refléter les impacts d'une détention durable de titres de capitaux propres dans les états financiers. Cette option est faite actif par actif et de manière irrévocable.

Reclassement

Au cours de la vie de l'actif, IFRS 9 requiert qu'il soit reclassé d'une catégorie à une autre (coût amorti versus juste valeur), si et seulement si le modèle économique de l'entité pour gérer les actifs financiers est modifié.

Evaluation initiale

A l'exception des créances clients qui sont évaluées à leur prix de transaction au sens d'IFRS 15, l'entité doit, lors de la comptabilisation initiale, évaluer un actif financier à sa juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition de cet actif.

La juste valeur 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 à défaut sur le marché le plus avantageux, à la date d'évaluation. En application d'IFRS 13, les techniques d'évaluation doivent maximiser l'utilisation de données observables sur le marché. Ces techniques sont classées selon une hiérarchie à trois niveaux (par ordre décroissant de priorité) :

- niveau 1 : prix coté (sans ajustement) sur un marché actif pour un instrument identique ;
- niveau 2 : évaluation utilisant uniquement des données observables sur un marché actif pour un instrument similaire ;
- niveau 3 : évaluation utilisant principalement des données non observables.

Dépréciation des actifs financiers

A chaque date de clôture, l'entité doit évaluer la correction de valeur pour pertes d'un actif financier (comptabilisé au coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres) en retenant un montant correspondant aux pertes de crédit attendues sur la durée de vie si le risque de crédit associé à cet actif a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale.

Si, à la date de clôture, le risque de crédit associé à un actif financier n'a pas augmenté de façon importante depuis la comptabilisation initiale, l'entité doit évaluer la correction de valeur pour pertes de cet actif au montant des pertes de crédit attendues sur les 12 mois à venir.

Concernant les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres, la correction de valeur pour pertes est comptabilisée en capitaux propres et ne réduit pas la valeur comptable des actifs financiers au bilan.

Décomptabilisation des actifs financiers

L'entité doit décomptabiliser un actif financier si et seulement si :

- les droits contractuels sur les flux de trésorerie de l'actif financier arrivent à expiration
- ou l'entité transfère la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif financier.

Tableau 42. Variation des actifs financiers

En M€	31.12.2022	Variations	Variations par capitaux propres	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actua- lisation	Effet change	Autres mou- vements	31.12.2023
Capital souscrit non appelé	305	- 156	-	-	-	-	-	-	-	149
Dépôts, garanties (yc cash collatéral)	1145	9	-	-	1	- 157	-	- 1	- 1	997
Prêts et créances financières	63 775	- 8 838	-	- 62	27	- 42	933	288	-	56 082
Créances financières - IFRIC 12	5 478	- 145	-	- 21	41	-	-	- 6	- 245	5 103
Actifs à la juste valeur par résultat	32 727	2 579	2	- 1	- 0	- 13	-	- 5	5	35 293
Actifs à la juste valeur par capitaux propres	22 565	4 173	- 1 051	-	-	- 1 027	-	- 148	-	24 512
Dérivés	44 580	- 22 025	- 70	-	-	54	-	- 434	-	22 105
Actifs financiers	170 576	- 24 403	- 1 119	- 84	69	- 1 185	933	- 306	- 241	144 240
dont non courant	104 638									98 020
dont courant	65 938									46 220

Les actifs financiers comprennent notamment une part des actifs dédiés au financement des provisions nucléaires long terme d'EDF et d'Orano, à hauteur respectivement de 27,5 Md€ et 8,1 Md€. Le détail de ces actifs est présenté en Note 22.

Capital souscrit non appelé

Le compte capital souscrit non appelé s'élève à 149 M€ au 31 décembre 2023 et concerne la Société pour le logement intermédiaire (SLI).

Les principales variations de l'exercice concernent la Société pour le logement intermédiaire (SLI) qui a procédé à trois appels de fonds pour un montant total de 156 M€ pour financer sa politique d'investissement dans le logement intermédiaire via sa filiale SOLINTER ACTIFS 1 (60 M€ au 20 juin 2023; 50 M€ au 27 septembre 2023; 46 M€ au 8 novembre 2023).

Dépôts, garanties (y compris cash collatéral)

Ce poste est principalement composé de la SNCF (0,9 Md€ au 31 décembre 2023). Il s'agit des encours de contrats de collatéralisation sur les instruments financiers dérivés mais qui ne satisfont pas les critères de compensation établis par IAS 32.

Prêts et créances financières

Les principaux montants sont liés aux entités suivantes :

Tableau 43. Prêts et créances financières par entités

En M€	31.12.2022	31.12.2023
SNCF	39 726	35 490
EDF	16 561	15 404
ADP	872	1 811
Orano	783	1 230
EPIC Bpifrance	4 971	1 029
Autres	5 832	2 146
Total	63 775	56 082

SNCF

Les prêts et créances financières du groupe SNCF sont essentiellement composés des postes suivants :

Créances et dettes de partenariat public privé (PPP)

Dans le cadre de son activité infrastructure, SNCF est entré dans des contrats de partenariat public privé (PPP) via SNCF Réseau pour les projets relatifs :

- à la ligne à grande vitesse (LGV) Bretagne-Pays-de-Loire (BPL) avec le constructeur Eiffage ;
- à la LGV pour le Contournement Nîmes Montpellier (CNM) avec le constructeur Oc'Via ;
- au Global System for Mobile communication for Railways (GSM-R) avec le constructeur Synerail.

Une partie des projets est pré financée par les constructeurs, lesquels projets sont subventionnés par l'État et les collectivités territoriales. Au fur et à mesure de l'avancement des travaux, le Groupe constate, en conséquence :

- le montant des subventions à appeler auprès de l'État et des collectivités territoriales sur la ligne « Créances des partenariats publics privés » au sein de ses actifs financiers dont 928 M€ pour BPL, 923 M€ pour CNM et 105 M€

pour GSM-R (respectivement 979 M€, 962 M€ et 119 M€ au 31 décembre 2022);

- les montants dus aux constructeurs sur la ligne « Dettes des partenariats publics privés » au sein de ses passifs financiers courants et non courants.

Concernant BPL et CNM, SNCF Réseau reçoit les subventions et rembourse les dettes financières associées (mêmes montants que les subventions) depuis 2017, année d'achèvement des projets. Concernant GSM-R, le montant de la subvention à recevoir est inférieur à la dette financière associée car le projet n'est pas financé à 100 %. Les échéanciers de paiement sont les mêmes pour les créances et les dettes et pour l'ensemble des projets concernés.

Des réclamations ont été reçues par l'entreprise au titre des exercices 2015 à 2018 pour les PPP CNM et BPL. Ces réclamations sont, en grande partie, contestées par l'entreprise et seule la partie acceptée a fait l'objet d'une comptabilisation.

Créance sur la caisse de la dette publique

Créance portée par SNCF SA (issue de SNCF Mobilités)

Conformément au contrat de plan signé en 1990 entre l'État français et SNCF Mobilités (anciennement SNCF), il avait été créé au 1^{er} janvier 1991, un service annexe d'amortissement de la dette (SAAD), dont la vocation était d'isoler une part de la dette de SNCF Mobilités.

Lors de la construction du bilan d'ouverture IFRS au 1^{er} janvier 2006 de SNCF Mobilités, la dette provenant du SAAD a été intégrée au bilan de l'EPIC Mobilités. Parallèlement, la confirmation de l'engagement de l'État à contribuer à l'amortissement et à la charge de la dette de ce service annexe a conduit à reconnaître une créance au titre des versements attendus de l'État.

Dans le courant du mois de décembre 2007, afin d'apporter une solution pérenne et définitive au devenir des engagements de l'État et du financement des dettes du SAAD, une série d'opérations a été réalisée aboutissant à substituer la créance envers l'État par une créance envers la Caisse de la dette publique (CDP) dont les modalités sont le reflet des engagements vis-à-vis des tiers qui sont cantonnés dans le SAAD.

A l'issue de ces opérations, SNCF Mobilités :

- restait endettée vis-à-vis des détenteurs de titres avec les contreparties bancaires des instruments financiers à terme (contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt) qu'elle a nouées;
- détenait une créance sur la CDP reflétant exactement le montant ainsi que les caractéristiques de la dette qui était portée par le SAAD et portant aussi les dérivés associés.

Les modalités de comptabilisation de la créance sont restées inchangées par rapport à celles qui avaient été retenues lors de la constatation d'une créance au titre des versements attendus de l'État au bilan d'ouverture IFRS au 1^{er} janvier 2006, à savoir :

- la créance est enregistrée, à la date des transferts, à la juste valeur des dettes transférées; elle est ensuite comptabilisée au coût amorti;
- les instruments dérivés attachés à la créance sont enregistrés à la juste valeur, les variations de valeur étant enregistrées en résultat.

Les valeurs nettes comptables s'entendent hors instruments dérivés.

Au 31 décembre 2023, cette créance est intégralement remboursée parallèlement à l'extinction de la dette vis-à-vis du SAAD (contre 907 M€ au 31 décembre 2022).

Créance portée par SNCF Réseau

Suite à la Réforme issue du nouveau pacte ferroviaire entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2020, la loi de finance initiale (LFI) 2020 a posé le principe d'une reprise de la dette de SNCF Réseau par l'État à hauteur de 25 Md€ à effet au 1^{er} janvier 2020. L'État a annoncé en parallèle que cette reprise serait suivie d'une reprise complémentaire de 10 Md€ à effet au 1^{er} janvier 2022 qui a été confirmée par la LFI 2022.

Au 1^{er} janvier 2020, cette opération de reprise de dette s'est réalisée en deux temps :

- mise en place de dette et créance miroir d'un montant de 25 Md€ de nominal entre SNCF Réseau et la CDP prenant effet au 1^{er} janvier 2020;
- substitution de l'État au bénéfice de SNCF Réseau en tant que débiteur vis-à-vis de la CDP, puis abandon par l'État de sa créance sur SNCF Réseau, également au 1^{er} janvier 2020.

Cette opération s'est traduite comptablement :

- par la comptabilisation en valeur de marché de la créance et de la dette miroir intégrant une survaleur de 6,1 Md€, à l'actif et au passif, par rapport à la valeur nominale de reprise de 25 Md€;
- concomitamment par la comptabilisation de l'abandon de sa créance par l'État par (i) incorporation aux réserves du montant correspondant à la valeur nominale de la dette reprise, soit 25 Md€ et (ii) par la matérialisation au passif du bilan d'une subvention de nature financière correspondant au différentiel entre le taux d'intérêt moyen du stock de dette de Réseau et le taux de marché en vigueur.

A compter du 1^{er} janvier 2020, la créance sur la CDP suit les règles de comptabilisation des actifs financiers comptabilisés au coût amorti. Parallèlement, la subvention financière est reprise en résultat de manière actuarielle au même rythme que le recyclage en résultat de la survaleur attachée à la créance via le calcul du coût amorti.

En conséquence, l'impact en résultat financier de cette opération est un produit financier net parfaitement miroir de la charge financière effectivement supportée par SNCF Réseau pour la quote-part de sa dette historique reprise par l'État.

Les remboursements de la créance CDP par l'État viendront compenser les remboursements de sa dette par SNCF Réseau.

La reprise de la dette complémentaire de 10 Md€ à effet au 1^{er} janvier 2022 a été comptabilisée selon les mêmes schémas comptables, intégrant une survaleur de 2,2 Md€.

Autres prêts et créances

Les autres prêts et créances incluent les créances rattachées à des participations, les prêts « aides à la construction », les autres prêts et les dépôts de garantie ainsi que le portage « EOLE ». Pour l'essentiel, ces instruments financiers sont évalués initialement à la juste valeur puis au coût amorti calculé à l'aide du taux d'intérêt effectif (TIE). Lorsqu'ils ne

respectent pas le critère « SPPI » au sens de la norme IFRS 9, ces actifs sont évalués à leur juste valeur.

EDF

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

Tableau 44. Prêts et créances financières du groupe EDF

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Créances à recevoir du NLF	14 000	13 104
Autres prêts et créances financières	2 562	2 300
Prêts et créances financières	16 561	15 404

Au 31 décembre 2023, 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 13 104 M€ au 31 décembre 2023 (14 000 M€ au 31 décembre 2022), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
 - le surfinancement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy pour un montant de 134 M€ au 31 décembre 2023 contre 658 M€ au 31 décembre 2022 ;
 - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 298 M€ au 31 décembre 2023 (253 M€ au 31 décembre 2022) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. 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 903 M€ au 31 décembre 2023 contre 823 M€ au 31 décembre 2022.

EPIC BPI

La baisse des prêts et créances financières est liée au fait que les dotations en numéraire et en titres transférées par l'État à l'EPIC Bpifrance dans le cadre du Fonds pour l'Innovation et l'Industrie (FII) ont été reprises sur l'exercice 2023.

Le 15 février 2023, conformément à l'arrêté du 7 février 2023, les dotations en numéraire ont été restituées pour un montant de 3,5 Md€.

Créances financières – IFRIC 12

RATP

Le groupe RATP considère que les contrats d'exploitation de lignes de l'Epic RATP en Île-de-France, dont les contrats pluriannuels conclus avec Ile-de-France Mobilités (IDFM), et certains contrats des filiales Transport de RATP Dev entrent dans le champ d'application de l'interprétation IFRIC 12.

Les contributions versées par IDFM à la RATP sont constituées notamment d'une contribution appelée « R2 » dédiée au financement des investissements et correspondant à la rémunération des capitaux engagés, dont la couverture des frais financiers et des charges nettes d'amortissements est enregistrée dans les comptes sociaux. Ce mécanisme de financement s'analyse, selon IFRIC 12, comme d'une part le recouvrement de l'actif financier et, d'autre part, la rémunération de la créance. Le recouvrement vient diminuer l'actif et la rémunération est un produit, enregistré dans les « autres produits des activités ordinaires ».

La créance financière se décompose comme suit :

Tableau 45. Créances financières RATP

En M€	31.12.2022	
Part non courante	3 494	3 189
Part courante	367	563
Actifs financiers en concession	3 861	3 752

SNCF

Dans le cadre de ses activités de transport, SNCF est amené dans le cadre de ses activités de transport, SNCF est amené à assurer des prestations de service public pour le compte d'Autorités Organisatrices de Transports (AOT ou AO) : l'État ou les différentes collectivités territoriales. Ces services conventionnés de transport ferroviaire font l'objet de conventions d'exploitation d'une durée de 3 à 10 ans. Ils sont essentiellement rendus par SNCF Voyageurs (Transilien, TER et Intercités) et Keolis. Les actifs utilisés pour la réalisation du service public et contrôlés par l'AOT sont inclus dans le champ d'application de l'interprétation IFRIC 12.

Actifs à la juste valeur par résultat

Ces actifs sont principalement composés :

- d'une partie des actifs dédiés au financement des provisions nucléaires long terme d'EDF et d'Orano, à hauteur respectivement de 27,5 Md€ et 8,1 Md€. Les variations sont dues à, d'une part, des augmentations nettes réalisées dans le cadre de la constitution du portefeuille et, d'autre part, à la performance des actifs.
- d'actifs dits liquides d'EDF qui sont des fonds ou des titres de taux de maturité initiale supérieure à 3 mois, facilement convertibles en trésorerie.

Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres

Ils sont composés à hauteur de 24,2 Md€ de titres dettes ou de capitaux propres détenus par le groupe EDF. Au 31 décembre 2023, leur répartition est la suivante :

Tableau 46. Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres EDF

En M€	31.12.2023			31.12.2022	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés	5 522	-	24 888	30 410	27 369
Actifs liquides	18 304	-	1 773	20 077	18 507
Autres actifs	82	298	813	1 193	1 262
Total	23 908	298	27 474	51 680	47 138

Dérivés

La variation concerne principalement les instruments financiers de transaction d'EDF. La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction s'explique par la baisse 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 2023 et dans une moindre mesure avec la baisse des volumes contractés.

La juste valeur des dérivés est analysée dans la note 24.

NOTE 14 STOCKS

Principes comptables

Les stocks sont inscrits au plus faible de leur coût d'entrée et de leur valeur nette de réalisation.

Les stocks sont inscrits au plus faible de leur coût d'entrée et de leur valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks comprend les coûts directs de matières, les coûts directs de main-d'œuvre ainsi que les frais généraux qui ont été encourus.

Matières et combustibles nucléaires

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, ainsi que les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les matières et combustibles 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, etc.).

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.

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 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 d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les 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 certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) ;
- les en-cours de production de biens et de services ;
- les stocks de gaz.

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 du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de trading sont évalués en valeur de marché.

Tableau 47. Variation des stocks

En M€	31.12.2022	Variations	Effet périmètre	Effet change	31.12.2023
Valeurs brutes	23 976	1 217	0	20	25 214
Dépréciations	- 1 471	- 577	331	- 7	- 1 724
Stocks	22 505	641	332	13	23 490

Les montants en stock, au 31 décembre 2023, concernent essentiellement EDF à hauteur de 18,1 Md€, SNCF pour 1,8 Md€, Orano pour 1,6 Md€, et FTV pour 0,8 Md€.

Les principales variations résultent de l'augmentation des stocks chez EDF, en lien avec l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires et la hausse des dépréciations sur les stocks de charbon et de gaz.

La valeur comptable des stocks, répartie par nature, est la suivante :

Tableau 48. Détail des stocks par nature

En M€	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes 31.12.2022	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes 31.12.2023
Matières premières et autres approvisionnements	4 290	- 759	3 531	4 409	- 766	3 644
Combustibles nucléaires	10 737	- 422	10 314	11 760	- 431	11 329
Stocks de gaz et autres combustibles	2 029	- 2	2 027	1 556	- 260	1 295
Produits intermédiaires et finis	5 194	- 177	5 017	5 441	- 180	5 261
Autres stocks	1 726	- 111	1 616	2 048	- 87	1 960
Stocks	23 976	- 1 471	22 505	25 214	- 1 724	23 490

Les stocks de combustibles nucléaires EDF comprennent une part à plus d'un an à hauteur de 9,2 Md€ au 31 décembre 2023 (8,6 M€ au 31 décembre 2022).

NOTE 15 CRÉANCES CLIENTS ET ACTIFS DE CONTRATS

Principes comptables

Les créances clients sont inscrites à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une provision pour dépréciation est constituée lorsque leur valeur d'inventaire, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié par chaque entité du périmètre au regard de leur estimation des pertes attendues à l'échéance.

Les créances clients et comptes rattachés intègrent notamment :

- le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée, à ce titre, pour faire face aux charges restant à engager ainsi qu'au risque potentiel de non-recouvrement ultérieur ;
- les actifs de contrats long terme, contrats dont l'exécution dépasse le cadre d'un exercice et comptabilisés selon la méthode de l'avancement.

Tableau 49. Variation des créances clients

En M€	31.12.2022	Variations	Effet périmètre	Effet change	31.12.2023
Valeurs brutes	37 554	1 728	82	- 131	39 232
Dépréciations	- 1 750	- 387	- 6	- 4	- 2 147
Clients et comptes rattachés	35 804	1 341	76	- 136	37 085

Au 31 décembre 2023, le poste « créances clients et comptes rattachés » inclut des créances sur contrats comptabilisés selon la méthode de l'avancement pour 1,3 Md€ (1,3 Md€ au 31 décembre 2022).

La hausse des créances clients nets de dépréciation de 1,3 Md€ est principalement liée à :

- une augmentation des créances pour 2,0 Md€ chez EDF. Les créances clients augmentent au 31 décembre 2023 par rapport à l'année précédente en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires des différents secteurs : France - Activités de production et commercialisation 4,5 Md€, Italie -1,2 Md€ et Dalkia -0,4 Md€ ;
- partiellement compensée par une baisse des créances pour 0,5 Md€ à la RATP.

Répartition des clients et comptes rattachés :

Tableau 50. Répartition des clients et comptes rattachés

	Valeur nette 31.12.2022	Valeur Brute	Dépréciations	Valeur nette 31.12.2023
Créances non échues	28 992	30 643	- 222	30 420
Créances échues à moins de 6 mois	5 078	4 998	- 540	4 458
Créances échues de 6 à 12 mois	926	1 436	- 444	992
Créances échues à plus de 12 mois	808	2 156	- 942	1 215
Clients et comptes rattachés	35 804	39 232	- 2 147	37 085

NOTE 16 AUTRES ACTIFS

Tableau 51. Variation des autres actifs

En M€	31.12.2022	Variations	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
Acomptes versés	1 760	- 206	0	-	- 2	- 52	1 501
Créances sur personnel et organismes sociaux	235	26	0	-	- 0	- 0	261
Etat - TVA et autres créances fiscales (hors impôt exigible)	6 951	1 544	4	-	- 2	2	8 499
Créances d'impôt exigible	729	77	- 1	-	- 12	-	793
Créances diverses d'exploitation	15 733	- 6 774	- 17	-	- 179	- 1	8 762
Créances hors exploitation	16 804	1 288	-	-	- 0	-	18 092
Charges à répartir	5	- 0	-	-	-	-	5
Charges constatées d'avance	2 034	- 46	1	60	- 3	- 0	2 047
Valeurs brutes	44 250	- 4 090	- 12	60	- 197	- 51	39 960
Provisions	- 416	105	0	-	- 0	-	- 310
Autres actifs	43 835	- 3 984	- 12	60	- 198	- 51	39 649
<i>dont courant</i>	43 830						39 633
<i>dont non courant</i>	5						16

Au 31 décembre 2023, les créances diverses d'exploitation comprennent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading d'EDF pour un montant de 3,1 Md€ (5,2 Md€ en 2022). La diminution est essentiellement due au dénouement des positions prises en 2022.

NOTE 17 DISPONIBILITÉS ET QUASI DISPONIBILITÉS

Tableau 52. Variation de la Trésorerie et équivalents de trésorerie

En M€	31.12.2022	Variations	Effet périmètre	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
Banques	24 855	- 296	61	- 64	- 0	24 557
VMP, billets trésorerie - Disponibilités	12 494	1 478	29	- 16	-	13 985
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37 350	1 182	91	- 80	- 0	38 543

Le poste « trésorerie et équivalents de trésorerie » augmente de 1,2 Md€ sur la période, les principales variations concernent la RATP, dont la trésorerie et équivalents de trésorerie s'élève à 3,0 Md€, en augmentation de de 1,1 Md€.

ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

NOTE 18 ACTIFS ET PASSIFS NON COURANTS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Principes comptables

Les actifs non courants destinés à être cédés correspondent à un ensemble d'actifs dont les entités ont l'intention de se défaire dans un délai de douze mois par une vente, un échange contre d'autres actifs ou tout autre moyen, mais en une transaction unique. Sont également compris dans les actifs détenus en vue de la vente, les entités ayant vocation à sortir du périmètre de combinaison.

Seuls les actifs non courants disponibles pour une cession immédiate et hautement probable sont classés dans la rubrique « Actifs non courants destinés à être cédés ». Cette catégorie d'actifs est soumise à un traitement comptable spécifique en application de la norme IFRS 5.

Les entités évaluent ces actifs, classés comme « détenus en vue de la vente », au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Leur amortissement cesse à compter de la date de leur classement dans cette catégorie.

Tableau 53. Actifs et passifs détenus en vue de la vente

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Actifs détenus en vue de la vente	527	794
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	419	393

Au 31 décembre 2023, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent :

- principalement le groupe EDF pour 596 M€ à l'actif et 147 M€ au passif concernant la cession en cours des actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie et d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi qu'un complément de prix sur projet gazier Cassiopea (E&P Italie);
- le groupe RATP pour 198 M€ à l'actif et 235 M€ au passif, correspondant à l'activité de bus à Londres (hors Sightseeing).

Au 31 décembre 2022, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernaient :

- principalement le groupe RATP pour 369 M€ à l'actif et 382 M€ au passif. En Grande Bretagne, la pénurie persistante de conducteurs, la hausse significative des coûts de production (inflation, énergie,...) et l'évolution générale du marché des bus londoniens ont conduit le Groupe RATP à engager un processus d'évaluation de ses options stratégiques, pour statuer sur l'avenir de ces activités (hors

activité Sightseeing UK). Son objectif est de renforcer stratégiquement la position des sociétés concernées, quel que soit leur actionnariat. Cette décision se traduit par une présentation des activités londoniennes de bus selon la norme IFRS 5. De plus, en Algérie, la filiale exploitant les tramways rencontre depuis 2019 des difficultés persistantes de trésorerie, liées à des retards de règlement du client. Cette situation, conjuguée au souhait affiché par le gouvernement algérien de reprendre le contrôle de cette activité, conduit le Groupe à envisager l'arrêt de ses activités dans le pays. RATP Développement a engagé, conformément au pacte d'actionnaires, un processus de cession de ses parts à l'État algérien. Cette décision se traduit donc également par une présentation des activités algériennes selon la norme IFRS 5.

- le groupe EDF pour 150 M€ à l'actif et 37 M€ au passif. Les montants correspondent au complément de prix sur projet gazier Dvalin (E&P Norvège) et Cassiopea (E&P Italie) ainsi qu'à la cession en cours d'E&P Algérie Edison.
- le groupe ADP pour 8M€ à l'actif, en lien avec actifs des sociétés Hubsafe et Société de Gestion et d'Exploitation de l'Aéroport de Gbessia (SOGEAG).

La ligne « Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession » correspond au résultat des activités décrites ci-dessus.

PASSIFS

NOTE 19 CONTRE VALEUR DES BIENS
MIS EN CONCESSION**Principes comptables**

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions, sont décomposés au passif en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, en tant que financement du nouveau bien effectué pour le compte du concédant. 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 en droit du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps ;
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Tableau 54. Contre-valeur des biens mis en concession

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Contre-valeur des biens mis en concession par le concédant	44 558	45 332

La contre-valeur des biens mis en concession (inscrit au bilan dans le poste « Passifs des concessions ») s'élève à 45,3 Md€ au 31 décembre 2023. Elle est composée :

- de passifs du groupe EDF, d'un montant de 41,1 Md€, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France d'EDF à savoir :
 - les droits sur les biens existants (24,1 Md€) : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages (valeur nette comptable des biens mis en concession) déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
 - les droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers correspondent

à l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant (17,0 Md€) et à la provision pour renouvellement (inscrite au bilan dans le poste « Provisions ») constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession (8,9 Md€).

- de passifs du groupe SNCF liés à des immobilisations de concession hors champ d'IFRIC 12, d'un montant de 2,3 Md€. Le groupe a reconnu un passif concernant le financement d'actifs contrôlés par le groupe et donnés en concession à un tiers exploitant. Ce passif représente la part de financement apportée par le concessionnaire pendant la période de construction. Ce passif est repris en résultat de manière linéaire au prorata des dotations aux amortissements des actifs concernés. Cette reprise est présentée sur la même ligne que les dotations aux amortissements.
- des fonds de caducité relatifs aux sociétés autoroutières (1,4 Md€) et aéroportuaires (0,5 Md€), sous le régime des concessions et dont les biens sont destinés à être remis à titre gratuit au terme de la concession.

PROVISIONS

NOTE 20 AVANTAGES AU PERSONNEL

Principes comptables

Classement des différents avantages au personnel

Les avantages du personnel sont les contreparties de toute forme accordées par une entité pour les services rendus par les membres de son personnel ou pour la cessation de leur emploi. Ils sont composés :

- des avantages à court terme. Ce sont les avantages du personnel (autres que les indemnités de cessation d'emploi) dont le règlement intégral est attendu dans les douze mois qui suivent la clôture de l'exercice au cours duquel les membres du personnel ont rendu les services correspondants ;
- des avantages postérieurs à l'emploi. Ce sont les avantages du personnel (autres que les indemnités de cessation d'emploi et les avantages à court terme) payables après la cessation de l'emploi du membre du personnel ;
- des autres avantages à long terme. Ce sont tous les avantages du personnel autres que les avantages à court terme, les avantages postérieurs à l'emploi et les indemnités de cessation d'emploi. Leur règlement intégral est attendu au-delà de douze mois suivant la clôture de l'exercice au cours duquel les membres du personnel ont rendu les services correspondants ;
- des indemnités de cessation d'emploi. Ce sont les avantages du personnel fournis en contrepartie de la cessation d'emploi d'un membre du personnel résultant : (i) soit de la décision de l'entité de mettre fin à l'emploi du membre du personnel avant l'âge normal de départ en retraite (ii) soit de la décision du membre du personnel d'accepter une offre d'indemnités en échange de la cessation de son emploi.

Évaluation des régimes à prestations définies (avantages postérieurs à l'emploi)

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des unités de crédit projetées. La valeur actualisée des obligations des entités de la combinaison est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs, correspondant aux avantages, est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité, de rotation du personnel. Ces hypothèses sont inhérentes à chaque entité.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués. Dans les pays où une telle référence n'existe pas, le taux retenu est obtenu par référence à celui des obligations d'État.

Ces taux sont homogénéisés sur la zone euro.

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 du retraité et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminés 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.

Comptabilisation des avantages au personnel

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 nette 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 avantages à long terme.

- dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres :
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi;
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

Fonds externalisés

Les fonds externalisés sont appelés à couvrir des engagements de retraites et autres prestations assimilées. Ils sont évalués au bilan en valeur de marché ou, le cas échéant, sur la base de l'évaluation communiquée par le gestionnaire.

Les actifs de couverture sont déduits de la dette actuarielle pour la présentation au bilan.

Lorsqu'à la clôture de l'exercice, le montant net de la dette actuarielle après déduction de la juste valeur des actifs du régime présente un montant débiteur, un actif est reconnu au bilan dans la limite du cumul de ces éléments différés et de la valeur actualisée des sommes susceptibles d'être récupérées par l'entreprise sous la forme d'une réduction de cotisation futures.

Les provisions pour avantages au personnel s'élèvent à 21,1 Md€ au 31 décembre 2023, dont une part courante de 0,9 Md€ (respectivement 21,2 Md€ et 1,0 Md€ au 31 décembre 2022).

La décomposition des mouvements de la période est la suivante :

Tableau 55. Avantage au personnel

31 décembre 2022	21199
Coûts des services rendus	953
Écarts actuariels - avantage à long terme	376
Charges d'intérêts (effet de l'actualisation)	761
Charge nette de l'exercice	2090
Écarts actuariels	54
Rendement des actifs du régime	- 401
Réévaluation du passif net	- 347
Écarts de conversion	- 24
Cotisations versées au fonds	- 148
Prestations versées	- 1030
Autres variations	- 594
Autres mouvements	- 1797
31 décembre 2023	21145
<i>dont non courant</i>	<i>20218</i>
<i>dont courant</i>	<i>926</i>

À fin décembre 2023, les principales sociétés contributives en matière de provision pour avantages au personnel sont les suivantes :

Tableau 56. Avantages au personnel par entités

En M€	31.12.2022	31.12.2023
EDF	17021	16561
SNCF	2037	2311
RATP	611	690
Orano	475	514
Autres	1054	1068
Avantages au personnel	21199	21144

20.1 Avantages au personnel EDF

La provision pour avantages au personnel passe de 17,0 Md€ au 31 décembre 2022 à 16,6 Md€ au 31 décembre 2023. Nettes des actifs financiers non courants, cette provision est de 16,4 Md€ (contre 16,3 Md€ en 2022).

L'évolution par pays de la provision sur l'exercice est la suivante :

Tableau 57. Avantages au personnel EDF

En M€	France	Royaume-Uni	Autres	Total engagements	France	Royaume-Uni	Autres	Total actifs de couverture	Passif net
31 décembre 2022	26054	6401	775	33230	-9398	-7039	-447	-16884	16346
Charge nette de l'exercice	1850	222	54	2126	-357	-336	-15	-708	1418
Ecart actuariels	-509	470	30	-9	-652	259	-11	-404	-413
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-35	-78	-20	-133	-133
Cotisations salariales	-	1	-	1	-	-1	-	-1	-
Prestations versées	-1208	-315	-39	-1562	441	315	16	772	-790
Effet périmètre	-	-	6	6	-	-153	8	-145	-139
Effet change	-	134	-2	132	-	-	-3	-3	129
Autres mouvements	-	-	-2	-2	-	-	2	2	-
31 décembre 2023	26187	6913	822	33922	-10001	-7033	-470	-17504	16418
dont provisions pour avantages au personnel									16560
dont actifs financiers non courants									-142

L'impact des écarts actuariels sur la provision comptabilisée s'explique de la façon suivante :

- 0,0 Md€ générés sur engagements dont :
 - -0,5 Md€ en France en lien avec (i) la variation du taux d'actualisation pour +2,0 Md€, (ii) la variation du taux d'inflation pour -1,2 Md€, et (v) la variation des écarts d'expérience pour -1,4 Md€ ;
 - +0,5 Md€ au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour +0,3 Md€, aux hypothèses démographiques pour -0,1 Md€ et aux écarts d'expérience pour +0,3 Md€.
- -0,4 Md€ générés sur actifs. Ils résultent principalement d'une évolution de -0,7 Md€ en France (soit une surperformance de 6,9 % au-delà du rendement attendu des fonds) due à la baisse des taux en fin d'exercice et à la bonne performance des marchés actions et +0,3 Md€ au Royaume-Uni, due à un rendement des actifs de couverture, principalement obligataires, plus faible que le taux d'actualisation.

Au regard des variations sur l'exercice, des analyses de sensibilité du montant des engagements aux hypothèses actuarielles retenues ont été réalisées. Il en ressort les impacts suivants :

Tableau 58. Avantages au personnel EDF - sensibilités

En M€	France -25bp	France +25bp	Royaume-Uni -25bp	Royaume-Uni +25bp
Taux d'actualisation	-1091	1172	-278	290
Taux d'inflation	1146	-1071	270	-259
Taux d'augmentation des salaires	1180	-1108	n.a.	n.a.

n.a.: non applicable.

La provision pour avantages au personnel des entités françaises

La provision pour avantages au personnel du groupe EDF est principalement liée aux avantages consentis aux effectifs des entités françaises. Le tableau ci-dessous présente la répartition par nature de la provision aux bornes d'EDF France :

Tableau 59. Avantages au personnel EDF - entités françaises

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Retraites	10737	10300
Avantages en nature énergie	3129	2968
Indemnités de fin de carrière	197	162
Autres	1189	1296
Avantages postérieurs à l'emploi	15252	14726
Rentes ATMP et invalidité	1191	1214
Médailles du travail	188	221
Autres	25	25
Avantages long terme	1404	1460
Avantages au personnel	16656	16186

En France, la grande majorité des effectifs du groupe bénéficie En France, la grande majorité des effectifs du groupe bénéficie du statut des Industries électriques et gazières (IEG), incluant le bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1^{er} septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, 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 EDF au titre de ses engagements.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

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).

La loi du 14 avril 2023, portant réforme des retraites, prévoit la fermeture du régime spécial de retraite des IEG pour les salariés recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. Ces salariés bénéficieront des seuls régimes de retraite de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) mais continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux, ...).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG (y compris aux inactifs recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023). 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 (ex-GDF SUEZ) 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. 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.

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages, concernant les salariés en activité, sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier en France, 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.

20.2 Avantages au personnel SNCF

Tableau 60. Avantages au personnel SNCF

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Retraite et autres avantages assimilés	311	325
Prévoyance CS	47	46
Action sociale	179	182
Rentes accidents du travail	788	793
Avantages postérieurs à l'emploi	1324	1346
Rentes accidents du travail	41	42
Médailles du travail et autres avantages assimilés	202	205
Cession progressive d'activité (CPA)	212	273
Compte-épargen temps (CET)	257	446
Autres avantages du personnel	712	966
Avantages au personnel	2037	2311
dont valeur actualisée des obligations	1888	2156
dont juste valeur des actifs du régime	148	155

La variation de +274 M€ se décompose comme suit :

Tableau 61. Variation des avantages au personnel SNCF

En M€	Retraites et assimilés	Pré-voyance	Action sociale	Rentes accidents du travail	CPA CET	Médailles du travail et autres avantages	Engagements	Actifs de couverture	Plafonnement de l'actif	Avantages au personnel
31 décembre 2022	897	47	179	829	469	202	2 623	- 644	-	1 979
Coût des services rendus	27	1	3	26	96	39	191	-	-	191
Coût des services passés générés au titre d'une modification de régime	-10	-	-	-	-	1	-9	-	-	-9
Effet des liquidations	-3	-	-	-	-	-	-3	-	-	-3
Rendement des actifs	-	-	-	-	-	-	-	-39	1	-38
Coût financier	46	2	6	29	17	3	102	-	-	102
Écarts actuariels générés sur la période	57	-1	4	9	172	9	250	14	-	264
Prestations payées par l'entreprise aux salariés	-17	-2	-9	-58	-34	-51	-171	-13	-	-184
Prestations payées par le fond	-19	-	-	-	-	-	-19	19	-	-
Effet des variations de périmètre	40	-	-	-	-	-	40	-35	-	5
Effet change	13	-	-	-	-	-1	12	-14	-	-2
Autres	-	-	-	-	-	3	3	1	-	4
31 décembre 2023 (net)	1 031	47	183	835	720	205	3 019	- 711	1	2 309
dont actif										2
31 décembre 2022 (total passif)										2 311

Le gain actuariel net de 839 M€ constaté au 31 décembre L'augmentation du passif net résulte notamment de la constatation de la perte actuarielle nette de 264 M€ constatée au 31 décembre 2023, liée aux effets contrastés des éléments ci-après :

- Le changement d'estimation de la provision Comptes Épargne Temps. Depuis sa mise en place, la provision était évaluée de façon simplifiée sur la base des jours épargnés. Compte tenu de l'expérience et des observations réalisées, l'évaluation au 31 décembre 2023 a pu être réalisée conformément à la méthode actuarielle dite des unités de crédit projetées, celle-ci intègre donc les comportements (épargne, monétisation) de façon prédictive. Le changement d'estimation s'est traduit par une augmentation de la provision en contrepartie d'un écart actuariel de -78 M€ imputé en résultat financier ;
- La diminution des taux d'actualisation et d'inflation observée sur l'ensemble des zones monétaires ;
- L'évolution des autres hypothèses, notamment le taux d'augmentation des salaires ;
- Et les écarts d'expérience relatifs aux effectifs et aux barèmes des salaires.

La perte actuarielle reconnue en « Réserves non recyclables » au titre des avantages postérieurs à l'emploi s'élève à -84 M€. L'écart actuariel imputé en résultat financier au titre des autres avantages à long terme est une charge nette actuarielle de -181 M€.

Les effets de change concernent principalement les régimes de retraite des filiales anglaises et résultent de la baisse de la parité Livre Sterling / Euro observée depuis le Brexit.

Les avantages postérieurs à l'emploi du groupe SNCF sont principalement composés :

- des régimes de retraite en accord avec les lois et pratiques de chaque pays dans lequel le groupe SNCF est implanté et en dehors des régimes de droits communs régis par la loi.
 - En France, les indemnités de départ à la retraite versées au salarié lors de son départ sont déterminées selon la convention collective nationale ou l'accord d'entreprise en vigueur dans l'entreprise. Ces régimes peuvent faire l'objet d'un financement partiel.
 - En Italie, les salariés bénéficient du *Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato* (TFR). Cette indemnité de cessation d'emploi due par l'employeur sans considération du motif de rupture du contrat, prend la forme d'un versement unique représentant environ 1/14ème de la rémunération annuelle par année d'ancienneté. Ce régime est comptabilisé comme un avantage postérieur à l'emploi puisque les indemnités sont octroyées aux salariés au titre des services rendus pendant la période d'activité.
- des rentes accidents du travail, de trajets et maladies professionnelles (ATT-MP) des agents du cadre permanent. Le service des rentes accidents du travail est auto-assuré au personnel actif et retraité des sociétés SNCF, SNCF Voyageurs, SNCF Réseau, Gares et Connexions et FRET SNCF, indépendamment du régime général en vigueur. Les rentes viagères sont intégralement provisionnées dès qu'elles sont accordées aux agents accidentés sans condition d'ancienneté. Elles constituent des avantages à long terme pour les actifs en période d'activité ou des avantages postérieurs à l'emploi pour la période de retraite des agents.

- d'actions sociales mises en œuvre au titre de l'action sociale des sociétés SNCF, SNCF Voyageurs, SNCF Réseau, Gares et Connexions et FRET SNCF: accès aux infrastructures, consultation d'assistantes sociales, etc.
- de régime de prévoyance des cadres supérieurs du cadre permanent.

Les avantages à long terme du groupe SNCF sont principalement composés:

- des Cessation Progressive d'Activité (CPA). Il s'agit d'un dispositif dont l'objectif est d'aménager le temps de travail en fin de carrière des salariés. Elle fixe ainsi une formule de temps de travail permettant de ménager une période de transition entre l'activité professionnelle et le départ en retraite. L'accord en vigueur depuis juillet 2008 offre la possibilité d'une cessation dégressive ou complète pour le personnel des sociétés SNCF, SNCF Voyageurs, SNCF Réseau, Gares et Connexions et FRET SNCF. L'octroi des avantages combine des critères d'ancienneté, de pénibilité et de catégorie de personnel. L'accord est traité dans les comptes du groupe comme un avantage à long terme.

Le calcul repose notamment sur une hypothèse relative à la proportion attendue des agents qui entreront dans le dispositif.

- des Comptes Epargne Temps (CET) de fin d'activité. Suite à la publication de la loi 2005-296 du 31 mars 2005 portant sur la réforme de l'organisation du temps de travail dans l'entreprise et du décret du 3 septembre 2008 sur l'application de la loi du 8 février 2008 pour le pouvoir d'achat, l'ex EPIC SNCF Mobilités avait signé, le 6 juin 2008, un accord collectif prévoyant la création d'un compte épargne temps permettant d'épargner des jours de congés, à utiliser soit en complément des jours de congés de l'année, soit en fin de carrière, ou dans le cadre d'une cessation progressive d'activité. L'accord bénéficie au personnel des sociétés SNCF, SNCF Voyageurs, SNCF Réseau, Gares et Connexions et FRET SNCF. Ces provisions étant calculées sur la base d'hypothèses actuarielles, une variation des taux retenus aurait un impact sur les comptes. Les simulations réalisées mettent en évidence la sensibilité suivante:

Tableau 62. Avantages au personnel SNCF - sensibilités

	Retraites et assimilés	Prévoyance	Action sociale	Rentes accidents du travail	CPA CET
Sensibilité au taux d'actualisation					
+0,25pt	- 99	- 1	- 6	- 24	- 19
-0,25pt	104	1	7	26	20
Sensibilité au taux d'inflation					
+0,25pt		1	7	26	
-0,25pt		- 1	- 6	- 25	
Sensibilité au taux d'adhésion au dispositif CPA					
+1pt					14
-1pt					- 14

Pour rappel, les principales hypothèses de taux retenues en 2023 sont les suivantes:

Tableau 63. Avantages au personnel SNCF - hypothèses de taux

	Geodis Allemagne	Geodis France	Keolis	Eurostar (UK)	Geodis Suède
Taux d'actualisation	3,40 %	3,23 %	3,19 %	4,75 %	3,30 %
Taux d'augmentation des salaires	3,50 %	2,92 %	4,47 %	4,60 %	2,70 %
Taux d'inflation	2,00 %	2,00 %	2,10 %	3,10 %	1,70 %

20.3 Avantages au personnel RATP

Tableau 64. Avantages au personnel RATP

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Indemnités de départ à la retraite	243	273
Allocation décès des retraités	24	26
Indemnités de décès des actifs	14	13
Cessation anticipée d'activité	1	1
Rentes maladies professionnelles et accidents du travail des retraités	236	284
TFR (Italie)	35	33
Avantages postérieurs à l'emploi	553	630
Médaille du travail	22	19
Chômage	10	13
Rentes maladies professionnelles et accidents du travail des actifs	24	27
Avantages à long terme	58	60
Avantages au personnel	611	690

La variation de +79 M€ de la provision pour avantages au personnel est principalement liée à la variation des avantages postérieurs à l'emploi et plus précisément à la hausse des rentes maladies professionnelles et accidents du travail des retraités (+48 M€).

Les variations des avantages postérieurs à l'emploi sont les suivantes :

Tableau 65. Avantages postérieurs à l'emploi RATP

En M€	Indemnité fin de carrière	Indemnité décès actifs	Allocations décès des retraités	Rentes accidents du travail / maladies professionnelles	Cessation anticipé d'activité	TFR (Italie)	Retraites des filiales étrangères	Total avantages post-emploi
31 décembre 2022	243	14	24	236	1	35	- 0	553
Charge de l'exercice	22	2	1	31	-	-	-	57
Prestations payées par l'employeur	- 16	- 1	- 1	- 3	-	- 2	-	- 24
Ecart actuariels	22	- 2	2	19	-	-	- 4	38
Effet de périmètre	- 5	-	-	-	-	-	-	- 5
Autres	1	-	-	-	-	-	4	5
Activités non poursuivies	5	-	-	-	-	-	-	5
31 décembre 2023	273	13	27	284	1	34	- 0	630

Les avantages postérieurs à l'emploi se composent :

Indemnités de départ en retraite :

Le salarié a droit, sauf disposition conventionnelle plus favorable, à une indemnité de départ en retraite. Le montant de cette indemnité est fixé en fonction de l'ancienneté dans l'entreprise. La RATP verse à tous les agents prenant leur retraite et remplissant les conditions, une indemnité de départ calculée sur la base de la rémunération statutaire mensuelle brute et d'un coefficient hiérarchique de l'intéressé à la date de son départ à la retraite. Ce coefficient dépend du nombre d'années atteintes au moment du départ en retraite et est fixé dans le cadre des accords salariaux en vigueur.

Allocation décès des retraités

La RATP verse une allocation décès aux ayants droit des retraités titulaires d'une pension d'ancienneté ou d'une pension proportionnelle concédée avec jouissance immédiate. Le montant de cette allocation est calculé sur la base, au jour du décès, de trois fois le montant mensuel de la pension proprement dite. Le montant de l'engagement est évalué selon les données historiques de versements de cette allocation.

Indemnité décès des actifs

Tout comme le régime général de la sécurité sociale, les assurances sociales RATP couvrent, entre autres risques, le risque décès. L'assurance décès a pour objet de garantir aux ayants droit, lors du décès d'un assuré, le paiement d'une somme dite « capital décès », égale à douze mois du salaire

de l'agent au moment de son décès, destinée à compenser la perte de ressources que l'assuré procurait à son foyer par l'exercice d'une activité professionnelle.

Cessation anticipée d'activité

Ce dispositif s'applique aux salariés atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante. Il consiste en un maintien partiel de la rémunération en cas de départ anticipé à la retraite, sous condition d'âge, d'agents qui en font la demande.

Rentes maladies professionnelles et accidents du travail des retraités

La RATP ne cotise pas au régime général d'accidents du travail mais assure elle-même le financement des indemnités versées. Le salarié victime d'un accident du travail ou d'une maladie professionnelle qui conserve, à la date de consolidation des blessures, une incapacité permanente partielle de travail peut demander une indemnisation en capital ou une rente annuelle et viagère. Il appartient à la commission des rentes accidents de travail et maladies professionnelles de la caisse, de se prononcer sur le droit de la victime ou de ses ayants droit à une rente et sur le montant de celle-ci. Ces prestations sont servies par la Caisse. Les rentes sont servies jusqu'au décès de leur bénéficiaire et sont réversibles le cas échéant.

Pensions de retraites des filiales étrangères

Certaines filiales étrangères (essentiellement au Royaume-Uni) ont des plans à prestations définies destinés à couvrir les engagements pour pensions de retraites. Ces engagements sont partiellement couverts par des fonds externalisés, dont les actifs sont composés essentiellement de valeurs financières locales. Dans le cadre de la clôture au 31 décembre 2023, les engagements nets pour pensions des filiales anglaises sont reclassés dans les « actifs et passifs des activités non poursuivies », conformément à la norme IFRS 5.

Provision pour indemnité de départ « TFR » (« *Trattamento di Fine Rapporto* ») dans les filiales italiennes

Certaines filiales italiennes du groupe ont des plans à prestation définies destinés à couvrir une indemnité de départ appelée TFR qui correspond à une fraction de la rétribution de chaque employé, provisionnée par l'employeur tout au long de la durée du rapport contractuel avec son salarié et destinée à lui être versée à son départ, quelle que soient les raisons de celui-ci (départ en retraite, licenciement pour un juste motif, démission, décès). L'indemnité versée correspond aux droits acquis mensuellement à concurrence d'une fraction du salaire. Ces engagements sont voués à disparaître au fur et à mesure des départs des salariés bénéficiaires, les entreprises de plus de 50 salariés étant maintenant tenues de verser la TFR à l'organisme public de prévoyance italien « INPS » (Istituto nazionale della previdenza sociale).

20.4 Avantages au personnel Orano

Tableau 66. Avantages au personnel Orano

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Frais médicaux et prévoyance	2	2
Indemnités de fin de carrière	204	218
Médailles du travail	6	6
Préretraites	253	277
Retraites supplémentaires	9	11
Avantages au personnel	475	514
dont dette actuarielle	900	863
dont juste valeur des actifs de couverture	- 425	- 349

Les sociétés du groupe Orano, selon les lois et usages de Les sociétés du groupe Orano, selon les lois et usages de chaque pays, versent à leurs salariés qui partent à la retraite une indemnité de fin de carrière. Par ailleurs, elles versent des médailles du travail, des rentes de préretraite, et des compléments de retraite garantissant des ressources contractuelles à certains salariés.

Le principal avantage du groupe, le régime Congés Anticipation Fin de Carrières (« CAFC »), est un régime d'anticipation de fin de carrière de type compte épargne temps (CET) avec abondement de l'employeur, à destination du personnel travaillant de nuit ou dans certains postes définis dans l'accord.

Au 31 décembre 2023, les actifs financiers sont composés d'obligations à hauteur de 98 % et d'autres supports monétaires à hauteur de 2 % (répartition identique à celle du 31 décembre 2022).

NOTE 21 PROVISIONS COURANTES ET NON COURANTES

Principes comptables

Les provisions sont comptabilisées lorsque les trois conditions suivantes sont simultanément remplies :

- il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers résultant d'un événement passé, antérieur à la date de clôture;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation;
- le coût de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues des systèmes d'information, d'hypothèses, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires de chaque entité du périmètre de combinaison. Ces différentes hypothèses sont revues, par chaque entité, à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les passifs éventuels, correspondant à une obligation qui n'est ni probable ni certaine à la date d'arrêté des comptes, ou à une obligation probable pour laquelle la sortie de ressources ne l'est pas, ne sont pas comptabilisés. Ils font l'objet d'une information en annexe.

Les provisions pour démantèlement et reconstitution des sites

Elles sont destinées à couvrir la valeur actuelle des coûts de remise en état des sites qui supportent ou ont supporté des ouvrages. Leur montant reflète la meilleure estimation des coûts futurs déterminés, en fonction des exigences réglementaires actuelles ou en cours d'adoption, de l'état des connaissances techniques ainsi que de l'expérience acquise. Elles sont constituées initialement en contrepartie d'un actif corporel qui est amorti sur la durée d'exploitation prévisible du site concerné.

Les provisions sont actualisées en prenant en compte la date effective d'engagement des coûts. Le taux d'actualisation reflète les conditions d'un taux sans risque attaché à des obligations de même maturité, majoré de l'effet des risques spécifiques attachés au passif concerné.

Dans tous les cas, l'effet des révisions d'estimations (calendrier de démantèlement, estimation des coûts à engager, etc.) conduit à modifier la valeur de l'actif, l'impact dans le montant de l'amortissement étant pris de manière prospective. Enfin, la valeur de l'actif ainsi modifié fait l'objet d'un test de perte de valeur.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat opérationnel. La charge de désactualisation figure en charges financières. Enfin, la valeur de l'actif fait l'objet d'un test de perte de valeur.

Autres provisions

Des provisions pour risques et charges sont constituées en vue de couvrir les obligations légales, juridiques ou implicites résultant d'événements passés pour lesquelles les entités de la combinaison prévoient qu'une sortie de ressources sera nécessaire. Tous les risques sont régulièrement examinés.

Lorsqu'elles sont utilisées, les provisions sont reprises au compte de résultat et viennent en contrepartie des charges correspondantes.

Tableau 67. Variation des provisions

En M€	Notes	31.12.2022	Dotations	Reprises non utilisées	Reprises utilisées	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
Provisions liées à la production d'énergie	21.1	69 455	3 365	- 247	- 2 520	- 118	4 085	308	- 217	74 110
Provisions renouvellement des immobilisations en concession	21.2	9 062	39	- 55	- 10	-	-	- 0	- 114	8 923
Provisions pour pertes à terminaison	21.3	1 400	394	- 78	- 358	11	- 5	0	- 23	1 342
Provisions pour risques liés à des opérations financières	21.4	789	137	- 31	- 67	2	4	4	- 1	837
Provisions environnementales	21.5	3 026	2 182	- 47	- 2 448	-	13	17	20	2 763
Autres provisions	21.6	6 594	3 232	- 457	- 3 191	7	112	1	164	6 462
Provisions courantes et non courantes		90 326	9 350	- 915	- 8 594	- 98	4 209	330	- 171	94 437
dont non courant		81 317								85 962
dont courant		9 009								8 475

21.1 Provisions liées à la production d'énergie

Les provisions liées à la production d'énergie comprennent principalement les provisions liées à la production nucléaire, qui s'élèvent à hauteur de 72,1 Md€ au 31 décembre 2023, et comprennent également les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires, à hauteur de 2,1 Md€ (cf. note 21.1.3).

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent :

- les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) ;
- les provisions pour déconstruction des centrales ;
- les provisions pour derniers cœurs.

Les obligations sous-jacentes à ces provisions 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 retenus dans chacune des sociétés.

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

Tableau 68. Provisions liées à la production nucléaire

En M€	Notes	31.12.2022	Dotations nettes	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
Gestion du combustible usé		12 663	1 440	698	26	287	15 114
Reprise et conditionnement des déchets		1 707	- 73	97	8	63	1 801
Gestion à long terme des déchets radioactifs		14 975	33	966	22	266	16 262
Provisions pour aval du cycle nucléaire		29 345	1 400	1 761	56	616	33 177
Déconstruction des centrales nucléaires		34 413	- 773	2 001	231	- 989	34 885
Derniers cœurs		3 563	-	179	23	226	3 991
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	21.1.1 et 21.1.2	37 976	- 773	2 180	254	- 763	38 876
Provisions liées à la production nucléaire		67 321	627	3 941	310	- 147	72 053
EDF		59 162	878	3 518	310	- 324	63 544
ORANO		8 159	- 251	423	-	177	8 509

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2023 s'explique notamment par :

- chez EDF :
 - la signature en France d'un accord sur les principes relatifs au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano Recyclage sur le transport, traitement des combustibles usés et leur recyclage, se traduisant par une augmentation de 2,2 Md€ des provisions pour gestion du combustible usé (dont 1,9 Md€ sont présentés en « augmentation » et 0,3 Md€ sont présentés en « autres mouvements ») et la charge de désactualisation pour 2,1 Md€ en France présentée en « effets de l'actualisation » ;
 - une mise à jour de l'estimation des coûts réalisée dans le cadre de l'Integrated Plan 24, approuvée par la NLA

(Non- Nuclear Liabilities Assurance team) et une reprise de provision au titre des coûts de l'année non dépensés entraînant une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de -0,6 Md€ et une hausse du taux d'actualisation réel entraînant également une baisse des provisions de -0,4 Md€ Royaume-Uni ;

- l'augmentation de 0,4 Md€, principalement en lien avec Luminus et EDF Belgium dans le cadre de l'accord définitif signé par Engie avec l'État belge sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires.
- chez Orano : outre l'effet de désactualisation, par une révision à la hausse des devis ainsi que des variations d'hypothèses financières (ces effets sont présentés en « Autres mouvements »).

Plus précisément, la répartition par société est la suivante :

Tableau 69. Provisions liées à la production nucléaire par entités

En M€	Orano Note 21.1.1	EDF SA Note 21.1.1	EDF Energy Note 21.1.2	EDF Belgique	TOTAL
Gestion du combustible usé	-	13 876	1 238	-	15 114
Reprise et conditionnement des déchets	1 395	-	406	-	1 801
Gestion à long terme des déchets radioactifs	1 520	13 205	1 173	364	16 262
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31.12.2023	2 915	27 081	2 817	364	33 177
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31.12.2022	3 020	23 854	2 723	7	29 604
Déconstruction des centrales nucléaires	5 593	18 419	10 277	596	34 885
Derniers cœurs	-	2 720	1 271	-	3 991
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31.12.2023	5 593	21 139	11 548	596	38 876
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31.12.2022	6 230	19 528	12 425	625	38 808
Provisions liées à la production nucléaire au 31.12.2023	8 508	48 220	14 365	960	72 053
Provisions liées à la production nucléaire au 31.12.2022	9 250	43 382	15 148	632	68 412

21.1.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions constituées par EDF SA et Orano au titre du parc nucléaire de production relèvent 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.

En qualité d'exploitant d'installations nucléaires, EDF SA et Orano ont l'obligation juridique de procéder, lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ses installations industrielles, à leur mise en sécurité et à leur démantèlement. Ils doivent

également reprendre et conditionner selon les normes en vigueur certains déchets historiques ainsi que les déchets issus des activités d'exploitation et de démantèlement. Par ailleurs, ils doivent assumer les obligations de surveillance des sites de stockage fermés.

Comptablement, les deux entités :

- provisionnent l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont ils sont les exploitants ; et
- constituent des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme.

Orano

Les variations des provisions pour opérations de fin de cycle se répartissent comme suit :

Tableau 70. Provisions liées à la production nucléaire en France - Orano

En M€	31.12.2022	Reprises utilisées	Dépenses tiers	Révisions de devis	Désactualisation	Autres variations	31.12.2023
Reprise et conditionnement des déchets	1333	- 73	-	- 17	72	80	1395
Gestion à long terme des déchets et surveillance des sites	1427	- 15	-	36	74	- 2	1520
Démantèlement	5400	- 163	- 17	121	277	- 24	5594
Provisions pour opérations fin de cycle	8159	- 251	- 17	140	423	54	8508

Au 31 décembre 2023, les reprises utilisées de 251 M€ correspondent aux dépenses des opérations de fin de cycle encourues par Orano.

Les révisions de devis pour 140 M€ comprennent les dotations relatives :

- au démantèlement des installations en exploitation pour 55 M€ ayant pour contrepartie les actifs de démantèlement part groupe pour 66 M€ avec principalement la mise en service des nouveaux concentrateurs de produits de fission (NCPF), une baisse de l'actif sous-jacent pour -2 M€ et le résultat opérationnel pour -8 M€ ;
- au démantèlement des installations arrêtées, aux opérations de RCD et de gestion long terme des déchets pour 44 M€ ayant pour contrepartie le résultat opérationnel ;

- au démantèlement des installations financées par des tiers pour 2 M€ ayant pour contrepartie les actifs de démantèlement part tiers ; et
- au démantèlement d'une partie des installations arrêtées de la zone nord du site du Tricastin pour 40 M€ (financé par le CEA).

Les autres variations pour -54 M€ proviennent des variations d'hypothèses financières sur l'exercice 2023. La contrepartie des variations d'hypothèses financières est décomposée comme suit :

- une charge financière de 60 M€ ;
- une baisse des actifs de démantèlement part groupe de -8 M€ ; et
- une augmentation des actifs de démantèlement part tiers pour 2 M€.

EDF

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

Tableau 71. Provisions liées à la production nucléaire en France - EDF

En M€	Notes	31.12.2022	Dotations nettes	Autres mouvements	31.12.2023
Gestion du combustible utilisé	21.1.1.1	11 379	2 166	331	13 876
Gestion à long terme des déchets radioactifs	21.1.1.2	12 475	510	220	13 205
Provisions pour aval du cycle nucléaire		23 854	2 676	551	27 081
Déconstruction des centrales nucléaires	21.1.1.3	17 094	1 024	301	18 419
Derniers cœurs	21.1.1.4	2 434	118	168	2 720
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		19 528	1 142	469	21 139
Provisions liées à la production nucléaire		43 382	3 818	1 020	48 220
dont périmètre Loi du 28 juin 2006 ¹		42 187	3 793	1 021	47 001
dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006 ¹		1 195	24		1 219

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.

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par la signature d'un accord sur les principes relatifs au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano Recyclage sur le transport, traitement

des combustibles usés et leur recyclage, se traduisant par une augmentation de 2,2 Md€ des provisions pour gestion du combustible utilisé présentée ainsi :

- en « augmentation » pour 1,9 Md€ pour les provisions ayant une contrepartie en résultat ;
- en « autres mouvements » pour 0,3 Md€ au titre des variations des provisions adossées à des actifs.

L'effet d'actualisation (compris dans les dotations nettes) comprend la charge de désactualisation pour 2,1 Md€ et les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 396 M€.

Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis pour les provisions adossées à des actifs pour 405 M€.

Concernant les installations de tiers :

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

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

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

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 - 2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixait 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 étaient en cours depuis septembre 2020 avec Orano Recyclage au titre de l'avenant 2024-2026. Ces négociations avaient conduit à enregistrer une provision pour risques et charges de 854 M€ au 31 décembre 2022. Au premier semestre 2023 une dotation complémentaire exceptionnelle à hauteur de 1026 M€ a été reconnue pour atteindre 1880 M€ correspondant à la meilleure estimation à cette date de l'impact sur les provisions de l'issue des négociations, sur la base de la dernière contreproposition d'EDF à Orano Recyclage d'avril 2023.

En septembre 2023, les négociations ont convergé avec notamment la signature d'un accord sur les principes du futur contrat d'application (avenant 2024-2026 à l'accord cadre), se traduisant par une augmentation de 2 216 M€ des provisions pour gestion du combustible usé (en lieu et place de la provision pour risques et charges).

Cet accord qui représente notamment une rémunération moyenne du contrat en augmentation de 39 % (en euros 2024) par rapport à la moyenne prévue pour la période 2016-23 (en euros 2020), intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

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 rencontrées depuis quelques années (et qui s'atténuent progressivement), qui impactent défavorablement

les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce qui augmente temporairement les quantités à entreposer avant recyclage.

Les études sur des solutions transitoires ont notamment conduit sur la densification des piscines existantes du site Orano de La Hague à 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 courant 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. 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 ».

À cette issue, EDF a mis en place sur 2023 un dispositif structuré d'échanges et de dialogues continus, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet. Ainsi, en 2023, plus de 30 rencontres avec le public se sont tenues. Le dispositif de concertation se poursuit dans la perspective d'une enquête publique en 2025. Le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création est prévu à la fin du premier trimestre 2024. Par ailleurs, en septembre 2023, EDF et Orano ont conclu un accord sur les modalités de mise à disposition du terrain par Orano.

Au total les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 257 M€ au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 760 M€ 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^e 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

1300 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 439 M€) 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 1300 MW de 40 ans à 50 ans.

21.1.1.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Orano

Orano provisionne les dépenses relatives aux déchets radioactifs dont il a la propriété.

Ces dépenses couvrent :

- l'évacuation et le stockage en surface des déchets de très faible activité (TFA) et de faible activité à vie courte (FAVC) issus du démantèlement des installations;
- l'entreposage, l'évacuation et le stockage en subsurface des déchets de faible activité à vie longue (FAVL);
- l'entreposage, l'évacuation et le stockage en couche géologique profonde des déchets de haute et moyenne activités à vie longue (HAVL et MAVL);
- la quote-part de surveillance après fermeture des différents sites de stockage ANDRA.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent les colis relatifs aux déchets historiques, l'ensemble des déchets qui seront issus du démantèlement des installations et les déchets technologiques HA-MAVL issus de l'exploitation des installations. Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets.

L'évaluation de la provision liée à la gestion long terme des déchets HAVL et MAVL est fondée sur l'hypothèse de mise en œuvre d'un stockage en couche géologique profonde (ci-après appelé CIGEO) et basée sur le coût à terminaison de 25 Md€ fixé dans l'arrêté ministériel du 15 janvier 2016 (valeur brute non actualisée, aux conditions économiques du 31 décembre 2011). Cet arrêté tenait notamment compte du chiffrage du projet établi par l'ANDRA, de l'avis de l'ASN et des observations formulées par les exploitants nucléaires. En application de cet arrêté, il est prévu que le coût du projet CIGEO pourra être mis à jour à l'occasion du franchissement des étapes clés de son développement (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'ASN. Le 15 janvier 2018, l'ASN a par ailleurs rendu son avis sur le dossier d'options de sûreté de CIGEO estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté et demandant des éléments de démonstration complémentaires pour les déchets bitumineux.

Ce coût à terminaison, après ajustement aux conditions économiques au 31 décembre 2023 et actualisation, est provisionné à hauteur de l'estimation de la quote-part de financement qui sera in fine supportée par le groupe et à due proportion des déchets existant à la clôture et des déchets qui seront issus des opérations de démantèlement. La répartition du financement entre les exploitants nucléaires dépend de multiples

facteurs incluant le volume et la nature des déchets envoyés par chaque exploitant, le calendrier d'envoi des déchets, la configuration de l'installation souterraine.

A titre d'analyse de sensibilité, tout relèvement d'un milliard du montant du devis du projet CIGEO en valeur avant actualisation conduirait à une dotation complémentaire par Orano d'environ +29 M€ exprimés en valeur actualisée sur la base de la méthodologie utilisée pour établir la provision existante.

EDF

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 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 :

Tableau 72. Détail des provisions liées à la gestion à long terme des déchets radioactifs

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Déchets de Très Faible Activité (TFA) et Faible et Moyenne Activité (FMA)	2 958	3 176
Déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL)	363	369
Déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL)	9 154	9 660
Provisions gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	13 205

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 Soulaïnes, 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 5ème Plan National de Gestion des matières et des Déchets Radioactifs, la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGEC début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet a été réalisée mi-janvier 2024.

Évolutions 2022

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

Évolutions 2023

Comme en 2022, la révision annuelle 2023 a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

Déchets FAVL

Les déchets 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 Soulaines (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 5ème 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 Vendœuvre-Soulaines. Ce dossier est en cours de finalisation par l'ANDRA pour envoi à l'ASN début 2024.

Par ailleurs, les premiers résultats des études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique des déchets de type « Graphite » permettraient d'envisager que le graphite issu du démantèlement du premier réacteur UNGG démantelé (Chinon A2) soit stocké non pas à ce centre de stockage en projet mais au CSA (Centre de Stockage de l'Aube, accueillant les déchets faiblement activés à vie courte). L'ANDRA a rendu un avis préliminaire indiquant que ces déchets entraînent dans le cadre des spécifications radiologiques du CSA. L'analyse se poursuit sur la nature des colis et des déchets.

Déchets HA-MAVL

Les déchets 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. Une actualisation de ce coût est attendue à horizon 2025.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA MAVL, pour un montant total de 8381 M€ (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 quote-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 a été engagé en appui au dossier de demande d'autorisation de création et se poursuivra durant l'instruction du Décret d'Autorisation de Création ;
- 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 2023, les dispositions associées à cette loi 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 en 2022 pour prendre en compte ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Suite au dépôt en janvier 2023 de la demande d'autorisation de création (DAC) par l'ANDRA auprès du ministère de la Transition énergétique, l'ASN a publié le 22 juin 2023 une note d'information confirmant la recevabilité de ce DAC. Cette étape permet de lancer le travail d'instruction technique du dossier : le GP1 (Groupe Permanent 1) est prévu en avril 2024, le GP2 fin 2024 et le GP3 mi 2025, pour un avis ASN prévu en septembre 2025. En octobre 2023, le Conseil constitutionnel, saisi par le Conseil d'État a confirmé le caractère constitutionnel du projet et le fait que celui-ci préservait les droits des générations futures.

Le décret d'autorisation de création est attendu à horizon 2027.

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 855 M€.

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. Depuis, ICEDA a réalisé cinq campagnes de conditionnement de déchets dont le premier emballage de déchets activés d'exploitation de Fessenheim qui est arrivé en septembre 2023.

21.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Orano

L'évaluation du coût des opérations de démantèlement des installations et de RCD repose sur des méthodologies et des scénarios décrivant la nature et le cadencement des opérations envisagées. L'estimation résulte d'une approche paramétrique pour les installations en cours d'exploitation (chiffrage résultant de l'inventaire de l'installation : volume des matières, équipements, etc) et d'une approche analytique pour les installations à l'arrêt (chiffrage résultant de l'estimation du coût de chaque opération envisagée : volume et coût des unités d'œuvre requises, recueil de devis de sous-traitants, etc.).

Les scénarios de démantèlement retenus par Orano sont conformes 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 dans le Code de la santé publique.

Orano évalue les provisions sur la base d'un scénario de référence qui définit notamment l'état final du site. Dès lors qu'Orano considère que la réutilisation industrielle des bâtiments après le déclassement des installations est compatible avec un usage industriel possible, les provisions excluent les coûts de leur déconstruction. Dans certaines situations, Orano prévoit toutefois la déconstruction des bâtiments et provisionne alors les coûts associés. Orano provisionne également les coûts de traitement des sols marqués

radiologiquement lorsque les études de caractérisation de ces sols rendent ces opérations probables.

Compte tenu de la durée des engagements de fin de cycle, les principales opportunités et les incertitudes citées pour exemple ci-dessous sont prises en compte lors de leur survenance :

Opportunités :

- gains générés par l'effet d'apprentissage, la standardisation industrielle des modes opératoires ;
- investigations poussées sur l'état des installations grâce aux nouvelles technologies, afin de réduire l'incertitude liée à l'état initial des installations ;
- obtention d'une dérogation ou d'un seuil de libération permettant le recyclage des matériaux métalliques de très faible activité issus du démantèlement des installations du secteur Amont.

Incertaines :

- révision de scénarios de certains projets de RCD de La Hague lors de la qualification de procédés de reprise de déchets ;
- écarts entre l'état initial prévu des installations anciennes et l'état initial constaté ;
- évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- incertitudes liées à l'évolution des paramètres financiers (taux d'actualisation et taux d'inflation).

Par ailleurs, le coût technique des opérations de fin de cycle intègre des risques et aléas par la prise en compte :

- d'un scénario de référence, tenant compte du retour d'expérience ;
- d'une marge couvrant les risques identifiés lors des analyses de risques conduites selon le référentiel Orano et mises à jour régulièrement en cohérence avec l'avancement des projets ;
- d'une marge pour aléas destinée à couvrir des risques non identifiés.

EDF

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 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, un 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 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 :

Tableau 73. Variation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

En M€	31.12.2022	Dotations	Reprises	Actualisation	Autres mouvements	31.12.2023
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12125	-	- 9	585	301	13002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4969	294	- 215	369	-	5417
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17094	294	- 224	954	301	18419

Les « autres mouvements » sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis, ainsi que les autres révisions de devis pour les provisions adossées à des actifs.

Les « diminutions » correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2023. Les « augmentations » correspondent pour l'essentiel à des améliorations de méthodologie de chiffrages de devis sur l'exercice pour les provisions non adossées à des actifs.

Pour les centrales en exploitation (filiale réacteur à eau pressurisée REP paliers 900 MW, 1300 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 LaGuardia, 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, 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 permet 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. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets 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 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 des 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 (identifiable et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) en lieu et place d'une évaluation via une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de de

19,3 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (22,4 % pour le devis de la référence Fessenheim).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a depuis 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.

Évolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Évolutions 2023

En 2023, le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et ingénierie, une première prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim);
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison s'élève à environ 0,56 Md€, pour une tranche de Fessenheim à comparer à 0,42 Md€ de coût moyen par tranche 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^{de} 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 de démantèlement des centrales définitivement arrêtées, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 M€ au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2021 :

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 M€, dont 77 M€ concernent la provision pour

déconstruction des centrales nucléaires et 31 M€ 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.

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 (installations 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.

Évolutions 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 M€.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 M€ 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 M€.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 M€.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 M€, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) suite à la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Au 31 décembre 2023, 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 :

Tableau 74. Provisions liées aux centrales nucléaires définitivement arrêtées

	31.12.2023	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	340	297
Réacteur à eau pressurisée REP – Fessenheim	994	825
Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6172	3196
Réacteur à eau lourde – Brennilis	392	341
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	637	561

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 1,0 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 7,3 milliards d’euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d’évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d’accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,1 milliards d’euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d’un REP 1300 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. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu’en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé avec la fin de la vidange de la piscine réacteur à l’été 2023. La découpe de la cuve elle-même aura lieu à partir de 2025, pour se terminer en 2026. Un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les Neutrinos. La fin de la reconfiguration de la caverne est prévue en 2033 en vue de son transfert au CNRS. Le déclassement de l’installation devrait être 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 dossier de démantèlement de la centrale a été déposé en décembre 2020 au ministre de la Transition écologique et à l’ASN. 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’IRSN a rendu son avis le 1^{er} juin 2023. Son rapport ne met pas en évidence de divergence technique ou d’approche ni dans la démonstration de sûreté, ni dans l’étude d’impact. Sur la base des engagements d’EDF et du rapport de l’IRSN, le Groupe Permanent (GP) qui s’est tenu le 22 juin 2023 a retenu une seule recommandation : « le GP recommande qu’EDF présente, en amont de la mise en œuvre des opérations de démantèlement des cuves et de leurs

internes, un dossier justifiant les dispositions techniques et organisationnelles de conception et d’exploitation retenues pour maîtriser les risques de dissémination de substances radioactives et d’exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants associés à ces opérations ». Selon le calendrier en cours, l’obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue début 2026. L’obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2023, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel avec notamment l’évacuation de l’ensemble du combustible et la décontamination chimique complète des deux tranches du circuit primaire ;

- 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. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis

a obtenu son décret de «démantèlement complet», ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2040.

21.1.1.4 Provision 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. 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»). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision.

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 M€ des provisions.

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 M€ afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement.

21.1.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyse de sensibilité

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

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

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR «réel») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Conformément à l'arrêté du 27 décembre 2023 modifiant l'arrêté du 1^{er}

juillet 2020, ce plafond est applicable à compter de l'année 2023 (avant cet arrêté, le plafond annuel était calculé avec une formule transitoire jusqu'en 2023 et la formule cible de calcul du plafond n'était applicable qu'à partir de 2024).

- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 27 décembre 2023, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2023 (2,85 % au 31 décembre 2022).

Calcul du taux d'actualisation

Orano

Les taux d'inflation et d'actualisation pris en compte pour l'actualisation des provisions pour opérations de fin de cycle sont appréciés à partir des principes décrits ci-après.

Le taux d'inflation est fixé en cohérence avec les anticipations d'inflation à long terme dans la zone Euro et en tenant compte de l'objectif de la Banque centrale européenne.

Le taux d'actualisation est fixé en application de la norme IAS 37 sur la base des conditions de marché à la date de clôture, ainsi que des caractéristiques propres au passif. Le taux est ainsi déterminé à partir d'une courbe de taux sans risque France à la clôture, prolongée pour les maturités non liquides par un taux d'équilibre à long terme (source taux à terme ultime "UFR" publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché), à laquelle est ajouté un spread d'obligations d'entreprises de qualité investissement ainsi qu'une prime d'illiquidité. Sur la base des flux de décaissements attendus, un taux unique équivalent est déduit de la courbe des taux ainsi construite.

Sur la base de cette démarche et considérant le taux réglementaire, Orano a retenu, au 31 décembre 2023, une hypothèse de taux d'actualisation de 4,90 % et d'inflation à long-terme de 2,00 %, soit un taux réel de 2,84 % (contre respectivement 5,19 % et 2,35 % au 31 décembre 2022, soit un taux réel de 2,77 %).

EDF

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 (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,35 % pour 2023. 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 2023 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,2 % ; 3 %] ([2,7 % ; 3,3 %] à fin 2022) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3 % ; 3,2 %] ([3,3 % ; 3,4 %] à fin 2022) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,35 % (3,43 % à fin 2022) 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 4,5 % au 31 décembre 2023 (4,8 % au 31 décembre 2022), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,0 % (2,3 % au 31 décembre 2022), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2023 (2,5 % au 31 décembre 2022).

La baisse du taux d'actualisation reflète la baisse observée des taux des OAT en toute fin d'année 2023 ainsi que dans une moindre mesure celle des spreads des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2022 due à une anticipation des marchés de la baisse de l'inflation qui s'amorce.

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

Par ailleurs, avec une inflation 2023 très supérieure à l'inflation long terme, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 801 M€ a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial correspondant à l'inflation long terme.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques des provisions

Orano

Au 31 décembre, l'utilisation d'un taux d'actualisation supérieur ou inférieur de 10 bps au taux utilisé aurait eu pour effet de modifier le solde de clôture des provisions pour opérations de fin de cycle respectivement de - 146 M€ avec un taux de 5,00 % ou de + 151 M€ avec un taux de 4,80 %.

EDF

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.

Tableau 75. Provisions liées à la production nucléaire - en valeur brute et actualisée

En M€	31.12.2022		31.12.2023	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible utilisé	16 194	10 184	18 998	12 657
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 996	12 475	38 467	13 205
Aval du cycle nucléaire	53 190	22 659	57 465	25 862
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 381	12 125	23 335	13 002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 219	4 969	8 832	5 417
Derniers cœurs	4 189	2 434	4 668	2 720
Déconstruction et derniers cœurs	33 789	19 528	36 835	21 139
Provisions liées à la production nucléaire¹		42 187		47 001

¹ Périmètre Loi du 28 juin 2006

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 :

Tableau 76. Provisions liées à la production nucléaire - EDF - sensibilité

En M€	Montants provisionnés en valeur actualisée au 31.12.2023	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		0,20 %	-0,20 %	0,20 %	-0,20 %
Gestion du combustible utilisé	13 876	- 232	246	194	- 206
Gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	- 722	810	565	- 642
Aval du cycle nucléaire	27 081	- 954	1 056	759	- 848
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	- 571	601	-	-
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	- 163	174	163	- 174
Derniers cœurs	2 720	- 93	99	-	-
Déconstruction et derniers cœurs	21 139	- 827	874	163	- 174
Provisions liées à la production nucléaire	48 220	- 1 781	1 930	922	- 1 022

21.1.2 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 14,4 Md€ au 31 décembre 2023 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du 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 » et s'élèvent à 13,1 Md€ au 31 décembre 2023 (14,0 Md€ au 31 décembre 2022).

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

Tableau 77. Variation des provisions nucléaires d'EDF Energy

	31.12.2022	Augmentations	Diminutions	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
Gestion du combustible utilisé	1284	15	- 137	96	26	- 46	1238
Reprise et conditionnement des déchets	373	-	-	25	8	-	406
Gestion à long terme des déchets radioactifs	1066	2	-	71	22	12	1173
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2723	17	- 137	192	56	- 34	2817
Déconstruction des centrales nucléaires	11296	-	- 659	753	231	- 1344	10277
Derniers cœurs	1129	-	-	61	23	58	1271
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12425	-	- 659	814	254	- 1286	11548
Provisions liées à la production nucléaire	15148	17	- 796	1006	310	- 1320	14365

La colonne « Autres mouvements » comprend 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 mise à jour de l'estimation des coûts réalisée dans le cadre de l'Integrated Plan 24 (IP 24), approuvée par la NLA en décembre 2023 et une reprise de provision au titre des coûts de l'année non dépensés (incluant les coûts directement liés aux prix de marchés, en baisse depuis l'IP 23), entraînant une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de -664 M€;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 20 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de -406 M€;
- les nouvelles hypothèses de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2026 (précédemment en 2024), conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction, de -245 M€.

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 à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. 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 utilisé 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 utilisé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes d'EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2185 M£ (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible utilisé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé 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 82 M€ au 31 décembre 2023;
- 150 000 £ (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 utilisé 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 £ (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 2023.

Chaque année, les estimations des coûts qui constituent la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, sont mises à jour au travers d'un « Integrated Plan » (IP). Cet Integrated Plan est soumis à l'approbation de la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team). L'IP23 et l'IP24 ont

été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2022 et en décembre 2023.

21.1.2.1 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 autres centrales 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.

Tableau 78. Tableau 78. Provision pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy

En M€	31.12.2022		31.12.2023	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible utilisé	3 695	1 284	3 790	1 238
Reprise et conditionnement des déchets	1 867	373	2 071	406
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 158	1 066	5 784	1 173
Aval du cycle nucléaire	10 720	2 723	11 645	2 817

21.1.2.2 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.

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.

Tableau 79. Provisions pour déconstruction d'EDF Energy

En M€	31.12.2022		31.12.2023	
	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	20 459	10 195

21.1.2.3 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont les suivantes :

- Comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est dorénavant 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, 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 3,1 % au 31 décembre 2023 (2,9 % au 31 décembre 2022).

21.1.3 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

Tableau 80. Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires par entités

En M€	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres (EDF)	Total
Autres provisions pour déconstruction au 31.12.2023	1 017	48	127	430	437	2 059
Autres provisions pour déconstruction au 31.12.2022	987	108	192	418	428	2 133

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 2023 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 154 M€ de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (112 M€ pour Framatome et 42 M€ pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés sont constitués conformément à la réglementation.

21.2 Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

Ces provisions concernent principalement EDF et sa filiale Enedis et sont comptabilisées au titre des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France.

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.

L'ensemble des passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'EDF est résumé ci-après :

Tableau 81. Passifs des concessions de distribution publique d'électricité d'EDF

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Contre-valeur des biens	55 788	57 300
Financement concessionnaire non amorti	-31 681	- 33 176
Droits sur biens existants – valeurs nettes	24 107	24 124
Amortissement du financement du concédant	16 331	17 007
Provisions pour renouvellement	9 021	8 879
Droits sur biens à renouveler	25 352	25 886
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	49 459	50 010

21.3 Provisions pour pertes à terminaison

Ces provisions sont essentiellement constituées par les entités suivantes :

Tableau 82. Variation des provisions pour pertes à terminaison par entités

En M€	31.12.2022	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
EDF	638	167	-134	11	-5	0	-0	676
Areva	330	-	-147	-	-	-	-	183
Orano	164	130	-89	-	-	-0	-	204
SNCF	189	86	-53	-	-	-	-23	199
Autres	80	12	-12	-	-	-	-	80
Provisions pour pertes à terminaison	1400	394	-436	11	-5	0	-23	1342

La variation des provisions pour pertes à terminaison est principalement liée :

- EDF: Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation. 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 attendue est constatée immédiatement en résultat

en contrepartie d'une provision, pour la part de la perte non encore comptabilisée à l'avancement.

- Areva: en lien avec le projet d'EPR d'Olkiluoto 3 («OL3»)
- Orano: Dans l'activité de conversion du secteur Amont, l'écoulement du carnet de commandes sur l'année a conduit à des reprises de provisions pour 33 M€. Par ailleurs, la mise à jour des indices et des hypothèses de coût de revient de l'activité de conversion a donné lieu à une dotation de 52 M€. Dans l'activité Mines, une dotation pour contrats déficitaires a été comptabilisée à hauteur de 35 M€.

21.4 Provisions pour risques liés à des opérations financières

Tableau 83. Variation des provisions pour risques liés à des opérations financières par entités

En M€	31.12.2022	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
EDF	605	70	-45	-	4	4	0	638
SNCF	184	67	-53	2	-	-	-1	199
Provisions pour risques liés à des opérations financières	789	137	-98	2	4	4	-1	837

Les provisions pour risques liés à des opérations financières sont essentiellement composées à fin décembre 2023 des provisions pour risques liés aux filiales et participations du groupe EDF.

21.5 Provisions environnementales

Tableau 84. Variation des provisions environnementales par entités

En M€	31.12.2022	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actualisation	Effet change	Autres mouvements	31.12.2023
EDF	1926	-	-238	-	-	20	-	1707
SNCF	568	-	-23	-	-	-	27	572
Orano	356	-	-4	-31	13	-2	-7	325
Autres	177	-	-1	-	-	0	-	159
Provisions environnementales	3026	-	-266	-46	13	17	20	2763

La provision de 1707 M€ constituée par EDF au 31 décembre 2023 inclut principalement :

- les certificats d'énergie renouvelable (1 176 M€) : 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. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.
- les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre (531 M€) : un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre est mis en place dans l'Union Européenne. Ce dispositif est notamment caractérisé par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie

et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015. Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

À la clôture de l'exercice, les risques environnementaux provisionnés par SNCF concernent principalement les éléments suivants :

- les coûts liés à l'amiante : 421 M€ (contre 443 M€ en 2022) ;
- les coûts de traitement des traverses créosotées : 66 M€ (contre 67 M€ en 2022) ;
- la dépollution des sites : 78 M€ (contre 51 M€ en 2022).

La provision de 325 M€ comptabilisée par Orano porte sur le réaménagement des sites miniers et le démantèlement des usines de traitement.

21.6 Autres provisions

Tableau 85. Variation des autres provisions par entités

En M€	31.12.2022	Dotations	Reprises	Effet périmètre	Actualisation	« Effet change »	Autres mouvements	31.12.2023
EDF	3 381	2 535	- 2 970	4	9	2	129	3 089
Orano	2 018	365	- 250	-	104	- 0	9	2 246
Areva	336	8	- 98	-	-	0	-	247
RATP	233	88	- 110	2	-	-	-	213
SNCF	182	78	- 59	2	-	-	34	237
Autres	443	158	- 162	- 0	- 1	- 0	- 8	431
Autres provisions	6 594	3 232	- 3 648	8	112	1	164	6 462

Au 31 décembre 2023, ces provisions concernent essentiellement :

- EDF à hauteur de 3,1 Md€ : Au 31 décembre 2022, une provision pour charges à hauteur de 854 M€ avait été enregistrée au titre de négociations en cours avec Orano Recyclage dans le cadre de l'avenant à l'accord de traitement recyclage 2024-2026. Sur le premier semestre 2023, il a été procédé à la comptabilisation d'une dotation complémentaire de 1026 M€ au titre des négociations en cours sur ce contrat, pour atteindre 1880 M€ à fin juin 2023. La signature en septembre 2023, d'un accord sur les principes relatif au futur avenant 2024-2026 de l'accord-cadre 2008-2040 avec Orano recyclage sur le transport, le traitement des combustibles usés et leur recyclage, a donné lieu à une reprise intégrale de la provision pour autres charges

soit 1880 M€, ainsi que la comptabilisation d'une dotation aux provisions pour gestion des combustibles usés de 2 216 millions au titre de la valorisation des coûts associés au futur avenant 2024-2026, en lieu et place de la provision pour autres charges antérieurement comptabilisée ;

- Orano à hauteur de 2,2 Md€, dont 1,8 Md€ pour travaux restant à effectuer. Les principales dotations de l'exercice portent sur les coûts futurs de traitement et d'entreposage des déchets et rebuts. Les provisions utilisées de l'exercice portent sur les dépenses réalisées relatives au traitement et à l'entreposage des déchets et rebuts précédemment provisionnés ;
- Areva à hauteur de 247 M€, intégrant principalement les provisions au titre de garanties données contractuellement et risque de pénalités sur le projet OL3.

NOTE 22 ACTIFS DÉDIÉS A LA COUVERTURE DES PROVISIONS NUCLÉAIRES

Principes

L'article L. 594 du code de l'environnement et ses 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.

Le décret du 22 novembre 2023 actualise des règles d'investissements des actifs dédiés permettant de fixer certaines limites en fonction de l'échéancier des décaissements et de prévoir de nouvelles règles relatives au risque de concentration.

En particulier, les titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017, ne font plus dorénavant l'objet de limites spécifiques. Par ailleurs, le décret élargit les possibilités d'investissement dans des actifs non cotés et la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés de 10 % à 15 % est devenue sans objet.

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.

Au 31 décembre 2023, les actifs dédiés, constitués par EDF et Orano destinés à couvrir les obligations nucléaires visées par la réglementation française, s'élèvent à 42,5 Md€ dans les

comptes du périmètre de combinaison pour une valeur de réalisation de 45,1 Md€.

Tableau 86. Couverture des provisions nucléaires par entité

Périmètre Loi du 28 juin 2006	31.12.2022		31.12.2023	
	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
EDF	31 609	33 904	34 424	36 885
Orano*	7 501	7 525	8 086	8 171
Actifs dédiés	39 110	41 429	42 510	45 056
EDF	31 649		33 989	
Orano	7 808		8 156	
Obligations nucléaires	39 457	-	42 145	-
Taux de couverture				
EDF	107,1 %		108,5 %	
Orano	96,4 %		100,2 %	

*y compris la valeur de la part Tiers des actifs de démantèlement

EDF

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. 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 2023.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2023 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 107,1 %, (également

en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation). Aucune dotation n'avait été réalisée en 2022.

L'année 2023 a été marquée par la hausse de valeur des actifs risqués, qui a partiellement compensé la baisse enregistrée en 2022. Ce mouvement reflète un environnement économique porteur : la croissance économique, notamment aux États-Unis, a fait preuve d'une grande résilience malgré le durcissement des conditions financières, et surtout la décre rapide de l'inflation a permis aux banques centrales de mettre fin au cycle de resserrement monétaire.

Malgré la baisse des taux observée en fin d'année, les performances des actions et des obligations ont été excellentes en 2023.

Le portefeuille actions cotées a ainsi progressé de 18,43 % en 2023. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 22,69 % sur les actions d'Amérique du Nord, 14,38 % en Europe, 19,20 % au Japon, et 5,22 % dans les pays émergents.

Tableau 87. Détail des actifs dédiés du groupe EDF

EDF	31.12.2022 Valeur comptable	31.12.2022 Valeur de réalisation	31.12.20 223 Valeur comptable	31.12.20 223 Valeur de réalisation
Entreprises associées (dont CTE)	4 034	6 286	3 834	6 287
Autres actifs non cotés	2 422	2 465	2 359	2 367
Dérivés	21	21	3	3
Actifs de rendement (EDF Invest)	6 477	8 772	6 196	8 657
Actions	11 625	11 625	13 392	13 392
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	553	553	589	589
Dérivés	73	73	55	55
Actifs de croissance	12 251	12 251	14 036	14 036
Obligations et TNC	11 101	11 101	12 488	12 488
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	215	215	236	236
Trésorerie	1 414	1 414	1 104	1 104
Fonds diversifiés de dettes	163	163	363	363
Dérivés	- 12	- 12	1	1
Actifs de taux	12 881	12 881	14 192	14 192
Actifs dédiés	31 609	33 904	34 424	36 885

Orano

Au 31 décembre 2023 et au périmètre des obligations de fin de cycle relevant des articles L.594-1 et suivants du Code de l'environnement, les entités juridiques composant Orano présentent une couverture de 100,2 % des passifs de fin de cycle par les actifs dédiés (contre 96,4 % au 31 décembre 2022) conforme aux obligations réglementaires.

Tableau 88. Détail des actifs dédiés du groupe Orano

Orano	31.12.2022 Valeur comptable	31.12.2022 Valeur de réalisation	31.12.2023 Valeur comptable	31.12.2023 Valeur de réalisation
Portefeuille de titres dédiés	7 438	7 437	7 968	8 036
Créances liées aux opérations de fin de cycle	63	63	118	118
Actifs dédiés	7 501	7 500	8 086	8 154
dont actifs de couverture Loi 28 juin 2006	7 438	7 437	8 023	8 091
dont actifs de couverture hors Loi 28 juin 2006	63	63	63	63

Les obligations cotées ont progressé de 8,59 % en 2023, malgré des fluctuations importantes du niveau des taux. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 8,02 %, le portefeuille Crédit EUR investment grade de 9,04 %, et le crédit high yield court terme de 6,54 %.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2023 dans le résultat financier à hauteur de +2,2 Md€ contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de -3,1 Md€ en 2022. De même, des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2023 en OCI à hauteur de +0,4 Md€ contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de -0,9 Md€ en 2022.

Les actifs financiers sous forme de titres ou OPCVM représentent 99 % des actifs de couverture au 31 décembre 2023. Ils se décomposent de la façon suivante : 54 % d'actions et autres titres de capital non amortissables, 45 % d'obligations et monétaires et 1 % de créances.

Emprunts obligataires

La diminution de la dette obligataire de 1,3 Md€ sur l'exercice est la résultante :

- SNCF pour -4,9 Md€ :
 - Des remboursements de dettes obligataires pour -6,8 Md€ ;
 - Des émissions pour +2,0 Md€.
- EDF pour +3,9 Md€ :
 - Des émissions pour + 8 Md€ d'obligations senior sur divers marchés, notamment :
 - le 19 janvier 2023 d'obligations senior en 4 tranches pour 2 Md€ et 950 M€ ;
 - le 17 mai 2023 d'obligations senior en 5 tranches pour 3 Md\$ et 500 M\$CAD ;
 - le 28 novembre 2023 d'obligations seniors vertes pour 1,0 Md€.
 - Des remboursements en mars 2023 des obligations senior pour -2,0 Md€.
 - Le reclassement en autres emprunts des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de -1,4 Md€.

Emprunts auprès des établissements de crédit

La baisse des emprunts auprès des établissements de crédit est principalement liée au remboursement de 2,1 Md€ par EDF. Les principales opérations réalisées en 2023 concernant les emprunts auprès d'établissements de crédit sont relatives aux tirages de lignes de crédit pour 1,0 Md€ (dont 0,9 Md€ sur 4 lignes de crédit bilatérales conclues en 2023 et 0,1 Md€ sur une ligne de crédit conclue en 2022) et au remboursement de plusieurs lignes de crédit bilatérales pour 3,1 Md€.

Autres emprunts et dettes assimilées

La variation de -9,2 Md€ des autres emprunts et dettes assimilés s'explique principalement par :

- la baisse de -11,8 Md€ chez EDF. Au 31 décembre 2023, les autres dettes financières incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 4 986 M€, 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 3 544 M€. Ces opérations sont réalisées dans le cadre de la gestion de sa liquidité courante et sont sans impact sur l'endettement financier net. ;
- partiellement compensés par la hausse de +1,7 Md€ des ressources publiques Investissements d'Avenir et France 2030 chez l'EPIC BPI ;
- et par la hausse des billets de trésorerie de +0,9 Md€ chez RATP.

Dettes - concessions (IFRIC 12)

Ces dettes correspondent principalement aux loyers de concessions dues par TAV Airports, filiale du groupe ADP, au titre des concessions de TAV Tunisia, TVA Macedonia, TAV Milas Bodrum et TAV Ege.

Dettes sur achat minoritaires

La baisse des dettes sur engagement de rachat des participations ne donnant pas le contrôle s'explique par la variation des engagements du groupe ADP pour -0,2 Md€ en lien avec le versement du complément de prix lié à l'acquisition d'Almaty Airport Investment.

Dettes sur contrats de location

Les principaux contributeurs sont EDF (4,3 Md€) et SNCF (4,5 Md€).

Les variations n'appellent pas d'observation particulière.

Dérivés

La baisse de la juste valeur des dérivés de transactions reflète principalement celle du groupe EDF et s'explique par la baisse 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 2023 et dans une moindre mesure avec la baisse des volumes contractés.

NOTE 24 INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Principes comptables

Comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net.

Comptabilité de couverture

L'objectif de la comptabilité de couverture est de représenter dans les états financiers l'effet des activités de gestion des risques d'une entité utilisant des instruments financiers pour gérer les expositions à certains risques qui pourraient avoir une incidence sur le résultat ou les capitaux propres.

Une entité peut choisir de désigner une relation de couverture entre un instrument de couverture et un élément couvert si les relations de couverture satisfont aux critères d'applicabilité suivants :

- la relation de couverture ne comprend que des instruments de couverture qualifiés et des éléments couverts qualifiés ;
- la relation de couverture fait l'objet dès son origine d'une désignation formelle et d'une documentation structurée ;
- la relation de couverture satisfait à toutes les contraintes d'efficacité.

Il existe trois types de relations de couverture :

- la couverture de juste valeur pour se prémunir de toute variation de juste valeur d'un actif ou d'un passif comptabilisé ou d'un engagement ferme non comptabilisé. Le traitement comptable est le suivant :
 - le profit ou la perte sur l'instrument de couverture doit être comptabilisé en résultat ou dans les capitaux propres si l'instrument de couverture couvre un instrument de capitaux propres pour lequel l'entité a choisi de présenter les variations de la juste valeur par capitaux propres ;
 - le profit ou la perte de couverture sur l'élément couvert doit venir ajuster la valeur comptable de l'élément couvert et être comptabilisé en résultat. Si l'élément couvert est un actif financier évalué à la juste valeur par capitaux propres, le profit ou la perte de couverture sur l'élément couvert doit être comptabilisé en résultat. Si toutefois l'élément couvert est un instrument de capitaux propres pour lequel l'entité a choisi de présenter les variations de la juste valeur par capitaux propres, ces montants demeurent dans les capitaux propres.
- la couverture de flux de trésorerie pour se prémunir de toute variation des flux de trésorerie d'un actif ou d'un passif comptabilisé ou d'une transaction prévue hautement probable. Le traitement comptable est le suivant :
 - l'élément couvert ne fait l'objet d'aucune écriture spécifique ;
 - l'instrument de couverture est évalué à sa juste valeur. Ses variations de valeur sont comptabilisées en capitaux propres pour la part efficace de la couverture et en résultat pour la part inefficace ;
 - 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 acquis.
- la couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger pour se prémunir contre tout risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que l'entité mère. Le traitement comptable est le même que celui retenu pour la couverture de flux de trésorerie à savoir que :
 - les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme 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.

24.1 Dérivés de couverture

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

Tableau 90. Juste valeur des dérivés de couverture

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Juste valeur positive des dérivés de couverture	13 761	7 469
Juste valeur négative des dérivés de couverture	20 099	8 727
Juste valeur des dérivés de couverture	- 6 339	- 1 258
Dérivés de couverture de taux	1 502	833
Dérivés de couverture de change	632	419
Dérivés de couverture de matières premières	- 8 473	- 2 509
Détail juste valeur des dérivés de couverture	- 6 339	- 1 258
dont dérivés de couverture des dettes	1 420	1 379

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IFRS 9 et vise principalement la couverture des emprunts émis. L'objectif poursuivi est ainsi de couvrir les risques de taux et de change afin de se prémunir contre toute fluctuation de flux de trésorerie et/ou de valeur. Par ailleurs, en raison des fluctuations du cours de certaines matières premières nécessaires aux besoins de production, les entités souscrivent des dérivés pour couvrir le risque de prix.

Nous présentons en suivant le détail des dérivés de couverture de taux et de change des principales entités contributrices.

Dérivés de couverture de taux

EDF

Tableau 91. Dérivés de couverture de taux du groupe EDF

En M€	31.12.2022					31.12.2023				
	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	supérieur à 5 ans	Total notionnel	Juste valeur	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel	Juste valeur
Payeur fixe / Receveur variable	515	5 059	5 704	11 278	1 807	2 197	4 890	6 293	13 380	1 448
Payeur variable / Receveur fixe	779	6 536	14 732	22 047	- 1 713	915	6 584	17 260	24 759	- 1 176
Variable / Variable	800	604	1 266	2 670	76	-	526	3 154	3 680	79
Fixe / Fixe	-	1 921	7 271	9 193	958	525	4 806	5 497	10 828	639
Swaps de taux	2 094	14 120	28 973	45 187	1 128	3 637	16 806	32 204	52 647	990

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de swaps de taux.

SNCF

Tableau 92. Dérivés de couverture de taux du groupe SNCF

En M€	31.12.2022					31.12.2023				
	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	supérieur à 5 ans	Total notionnel	Juste valeur	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel	Juste valeur
Payeur fixe / Receveur variable	1 188	2 114	2 158	5 460	336	623	1 326	1 880	3 829	- 141
Payeur variable / Receveur fixe	-	150	1 504	1 654	- 100	-	100	1 392	1 492	- 63
Variable / Variable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixe / Fixe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Swaps de taux	1 188	2 264	3 662	7 114	236	623	1 426	3 272	5 321	- 204

Dérivés de couverture de change**EDF**

Tableau 93. Dérivés de couverture de change du groupe EDF

En M€	31.12.2022									31.12.2023								
	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à recevoir	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à livrer	Juste valeur	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à recevoir	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à livrer	Juste valeur
Change à terme	4 451	1 010	-	-	-	964	964	-	-	4 644	639	-	-	4 641	629	-	5 270	-
Swaps	25 682	9 303	15 647	50 631	14 720	8 992	14 720	38 431	1 531	32 046	11 920	15 030	58 996	31 773	11 792	14 665	58 230	785
Dérivés de couverture de change	30 133	10 313	15 647	50 631	14 720	9 956	14 720	39 395	1 531	36 690	12 559	15 030	58 996	36 414	12 421	14 665	63 500	785

SNCF

Tableau 94. Dérivés de couverture de change du groupe SNCF

En M€	31.12.2022									31.12.2023								
	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à recevoir	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à livrer	Juste valeur	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à recevoir	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total notionnel à livrer	Juste valeur
Change à terme	20	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Swaps	1 408	1 466	6 338	9 212	1 377	1 716	7 025	10 118	- 856	-	2 331	6 036	8 367	-	2 861	6 347	9 208	- 327
Dérivés de couverture de change	1 428	1 466	6 338	9 232	1 377	1 716	7 025	10 118	- 856	-	2 331	6 036	8 367	-	2 861	6 347	9 208	- 327

24.2 Dérivés de transaction

Les dérivés qui ne sont pas qualifiés d'instruments de couverture au sens de la norme IFRS 9 sont comptabilisés en tant que dérivés de transaction. La juste valeur de ces dérivés au bilan se décompose comme suit :

Tableau 95. Juste valeur des dérivés de transaction

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Juste valeur positive des dérivés de transaction	30 819	14 636
Juste valeur négative des dérivés de transaction	29 039	15 032
Juste valeur des dérivés de transaction	1 780	- 396
Dérivés de transaction de taux	37	19
Dérivés de transaction de change	- 218	- 65
Dérivés de transaction de matières premières	1 927	177
Autres dérivés de transaction	34	- 528
Détail juste valeur des dérivés de transaction	1 780	- 396

Les dérivés de transaction sont principalement constitués des dérivés de transaction de matières premières souscrits par EDF Trading et se décomposent comme suit :

Tableau 96. Dérivés de transaction du groupe EDF

	Unités de mesure	31.12.2022		31.12.2023	
		"Notionnels nets"	"Juste valeur"	"Notionnels nets"	"Juste valeur"
Électricité	Térawattheures	- 13	- 1090	- 18	1 213
Gaz	Millions de therms	- 2 497	2 990	- 3 623	- 1 071
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 065	46	- 746	- 73
Charbon et fret	Millions de tonnes	- 1 417	- 28	- 4 429	21
CO ₂	Milliers de tonnes	- 1	15	- 1	83
Autres matières premières		-	- 6	-	4
Instruments dérivés de transaction liés aux matières premières		137	1 927	- 8 817	177

NOTE 25 DETTES FOURNISSEURS ET PASSIFS DE CONTRATS

Tableau 97. Variation des dettes fournisseurs et passifs de contrats

En M€	31.12.2022	Variations	Effet périmètre	Effet change	Changement de méthode	31.12.2023
Dettes d'exploitation	40 916	- 2 849	13	- 43	- 61	37 975

Au 31 décembre 2023, les dettes d'exploitation sont constituées de :

- dettes fournisseurs, à hauteur de 30,9 Md€ ;
- passifs de contrat long terme, pour un montant total de 7,1 Md€.

Ce poste est en baisse de -2,9 Md€ sur la période, dont :

- une baisse de -3,5 Md€ concernant les dettes fournisseurs. Cette hausse s'explique principalement par celle du groupe EDF, du fait de l'évolution des prix de marché ;
- une hausse de +0,6 Md€ des passifs de contrat long terme en lien avec les Chantiers de l'Atlantique et Orano.

NOTE 26 AUTRES PASSIFS

Principes comptables

Les autres passifs sont constitués des dettes fiscales et sociales, des produits encaissés d'avance afférents au nouvel exercice, des charges imputables à l'exercice en cours et qui ne seront payées qu'ultérieurement, des subventions d'investissements reçues et amorties au rythme des actifs, ainsi que des composantes couvertes des engagements fermes d'achat ou de vente dans le cadre d'opérations éligibles à la comptabilité de couverture de juste valeur.

Tableau 98. Variation des autres passifs

En M€	31.12.2022	Variations	"Effet périmètre"	"Effet change"	"Autres mouvements"	31.12.2023
Dettes sociales	11 379	712	5	-20	-1	12 075
Dettes fiscales (hors impôt)	5 585	1 782	25	-12	2	7 382
Dettes sur acquisitions d'immobilisations	7 462	997	9	-9	2	8 462
Clients - avances et acomptes reçus	4 968	694	38	12	-	5 713
Dettes d'exploitation diverses	18 162	- 8 427	36	-64	7	9 713
Autres dettes d'exploitation	47 557	- 4 242	113	- 93	10	43 344
Créditeurs divers hors exploitation	43	2	-	-0	-	45
Subventions d'investissement	53 183	5 274	- 1 599	- 34	-	56 824
Produits constatés d'avance (yc subventions d'investissement)	11 172	379	-0	-17	1	11 535
Dettes d'impôt exigible	1 183	81	3	2	-0	1 268
Autres passifs	65 580	5 736	- 1 597	- 49	1	69 671
Total autres passifs	113 137	1 495	- 1 484	- 142	10	113 016
dont non courant	35					28
dont courant	113 102					112 988

Les autres passifs sont stables à 113,0 Md€ résultant principalement :

- d'une baisse des autres dettes d'exploitation pour -8,4 Md€, correspondant principalement à (i) une dette d'exploitation vis-à-vis l'État au titre de la CSPE chez EDF pour un montant de 2,0 Md€ (6,1 M€ au 31 décembre 2022) et (ii) les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading pour un montant de 0,9 Md€ (5,9 Md€ en 2022);
- la hausse des subventions d'investissement pour 5,3 Md€ dont 4,3 Md€ sur la SNCF et 0,8 Md€ sur la RATP.

NOTE 27 GESTION DES RISQUES FINANCIERS

Définition

Les risques financiers incluent généralement :

- le risque de crédit : risque qu'une partie à un instrument financier manque à une de ses obligations contractuelles et amène de ce fait l'autre partie à subir une perte financière ;
- le risque de liquidité : risque qu'une entité éprouve des difficultés à honorer des engagements liés à des passifs financiers qui se dénouent par la remise de trésorerie ou d'un autre actif financier, en raison par exemple de l'échéancier des dettes, des lignes de crédit, de clauses de remboursement anticipés des emprunts. Ainsi, l'objectif est de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant ;
- le risque de marché : risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des prix d'un marché. Le risque de marché inclut trois types de risques : le risque de taux d'intérêt, le risque de change et les autres risques de prix.
 - Le risque de taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt (et d'actualisation) pouvant impacter la valeur des actifs placés, la valeur des passifs provisionnés ou les charges financières ;
 - Le risque de change est lié à la diversification des activités des sociétés et de leurs implantations géographiques 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 des sociétés combinées ;
 - En lien avec l'ouverture à la concurrence des marchés aux clients finaux, le développement des marchés de gros, le développement à l'international, les groupes peuvent être exposés aux fluctuations des prix de marché des matières premières qui constituent un risque de variation de prix.

Les principes d'évaluation et comptabilisation des instruments financiers dérivés sont exposés dans la note 24 – Instruments dérivés.

27.1 Risques de crédit

Tableau 99. Échéances des créances clients

En M€	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31.12.2023	Valeurs nettes au 31.12.2022
Créances échues à moins de 6 mois	4 998	- 540	4 458	5 078
Créances échues de 6 à 12 mois	1 436	- 444	992	926
Créances échues à plus de 12 mois	2 156	- 942	1 215	808
Créances échues	8 590	- 1 925	6 665	6 812
Créances non échues	30 643	- 222	30 420	28 992
Clients et comptes rattachés	39 232	- 2 147	37 085	35 804

À fin décembre 2023, les créances clients échues à plus de 12 mois d'un montant de 1 215 M€ (contre 808 M€ au 31 décembre 2022) concernent principalement ADP (340 M€ net), EDF (338 M€ net), ODAS (263 M€ net) et SNCF (257 M€ net).

Par ailleurs, dans le cadre de la gestion du risque de crédit, il est à noter que :

- bien que les créances puissent être échues avec ses clients, les entités du périmètre de combinaison considèrent qu'elles n'ont pas de raison d'être dépréciées en l'absence d'autres éléments mettant en évidence un risque de non recouvrement. Le groupe SNCF considère que les créances sont dépréciées lorsque le groupe est en contentieux avec un client ou lorsque la capacité à recouvrer le montant de la créance est altérée. Au 31 décembre 2023 les principales

créances échues non dépréciées concernent : EDF pour 2 908 M€, SNCF pour 1 219 M€ et RATP pour 927 M€.

- des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par EDF pour un montant de 1,8 Md€ (contre 2,5 Md€ au 31 décembre 2022) concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan combiné.

27.2 Risques de liquidité

Tableau 100. Échéances des passifs financiers

En M€	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	"Supérieur à 5 ans"	Montants comptabilisés au 31.12.2023
Emprunts obligataires	11 575	30 864	81 893	124 331
Emprunts auprès des établissements de crédit	3 129	18 493	3 574	25 197
Autres emprunts et dettes assimilées	39 164	1 516	6 319	46 998
ICNE sur dettes financières (hors contrats de location)	1 374	134	273	1 781
Dépôts et cautionnements reçus	27	77	29	132
Dettes rattachées à des participations (yc comptes courants)	45	0	2	46
Dettes financières - IFRIC 12	279	762	284	1 325
Dettes sur achat minoritaires	18	1 566	56	1 639
Dettes sur contrats de location	1 864	4 805	2 888	9 557
ICNE sur contrats de location	39	-	-	39
Concours bancaires	3 720	-	-	3 720
Dettes financières	61 233	58 217	95 317	214 766
Dérivés de couverture	5 174	1 290	2 263	8 727
Dérivés de transaction	14 981	15	36	15 032
Dérivés	20 155	1 305	2 299	23 759
Passifs financiers	81 388	59 521	97 616	238 525

Le principal risque de liquidité est le risque de défaillance qu'auraient les entités à rembourser les emprunts (émis sur le marché, contractés auprès des établissements de crédit ou encore assimilés). Le solde de ces emprunts s'élève à 198 Md€ à fin 2023 (contre 210 Md€ à fin 2022).

A court terme, les emprunts d'un montant de 55,2 Md€ sont à mettre au regard de :

- la trésorerie disponible de 58,5 Md€ ;
- d'actifs financiers à moins d'un an de 46,2 Md€.

27.3 Risques de marché

Les entités du périmètre de combinaison sont exposées aux risques des marchés financiers. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers. Du fait de leurs expositions géographiques, les états financiers sont exposés à un risque de change. En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du périmètre de combinaison, au 31 décembre 2023 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Tableau 101. Emprunts par devise

En M€	31.12.2022			31.12.2023		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro	181 355	2 2781	204 136	169 245	20 818	190 064
Emprunts libellés en dollars américain	24 574	- 17 770	6 804	22 890	- 17 172	5 718
Emprunts libellés en livre britannique	13 271	- 1 289	11 981	15 033	1 346	16 379
Emprunts libellés dans d'autres devises	6 828	- 3 720	3 107	7 596	- 4 992	2 604
Total des emprunts	226 029	-	22 6029	214 766	-	214 766

L'optimisation du coût de l'endettement net à long terme est gérée, dans sa composante taux, au travers de la répartition entre le taux fixe et le taux variable. La décomposition de la

dette financière du périmètre de combinaison est la suivante au 31 décembre 2023 :

Tableau 102. Emprunts par catégorie de taux

En M€	31.12.2022			31.12.2023		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts à taux fixe	192 449	- 12 724	179 725	188 740	- 15 312	173 428
Emprunts à taux variable	33 578	12 727	46 304	26 026	15 312	41 338
Total	226 027	3	226 029	214 766	-	214 766

EDF

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers et des marchés énergies. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

Risques marchés financiers

Gestion du risque de change

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

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

- financement en devises: le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif: les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 34 % et 86 % pour les expositions principales. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises: de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible, principalement libellés en dollars américains, et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF

Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du groupe, au

[Tableau 103. Tableaux 103. Emprunts EDF par devises](#)

31 décembre 2023 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

En M€	31.12.2022			31.12.2023		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro	62 270	13 789	76 059	51 346	12 811	64 157
Emprunts libellés en dollars américain	21 465	- 15 813	5 651	20 860	- 16 634	4 226
Emprunts libellés en livre britannique	8 148	3 284	11 432	9 849	5 989	15 838
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 170	- 1 260	2 910	4 592	- 2 166	2 426
Total des emprunts	96 053	-	96 053	86 647	-	86 647

Gestion du risque de taux d'intérêt

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

couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

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

[Tableau 104. Emprunts EDF par catégorie de taux](#)

En M€	31.12.2022			31.12.2023		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts à taux fixe	69 748	- 13 784	55 964	67 531	- 16 197	51 334
Emprunts à taux variable	26 305	13 784	40 089	19 116	16 197	35 313
Total des emprunts	96 053	-	96 053	86 647	-	86 647

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

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

Par ailleurs, le risque de taux d'intérêt du groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du groupe dans le domaine du nucléaire et de ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel, qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements.

Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

- Couverture des engagements nucléaires d'EDF (cf. ci-après « Exposition des actifs dédiés aux risques »)
- Couverture des engagements sociaux d'EDF et d'EDF Energy

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

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

Au 31 décembre 2023, le fonds de British Energy (British Energy Generation Group) renommé EDF Group (EDFG) a réduit son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de moins de 4,9 % à fin 2023, ce qui représente désormais un montant de 297 M€.

Exposition des actifs dédiés aux risques

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

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2023 s'élève à 13 447 M€. La volatilité des actions cotées s'établit au 31 décembre 2023 à 11,36 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée

à 17,04 % à fin 2022. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1528 M€.

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

Risques marchés énergie

Politique de risques marchés énergies

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

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

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

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

Organisation du contrôle et principe général de couverture

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

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

Le principe général de couverture repose sur :

- un netting des positions amont/aval; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne;

- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

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

Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

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

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

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

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite stop-loss). La valeur en risque (Value at Risk ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite

stop-loss précise l'appétence au risque de l'activité de trading en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge trading atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

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

Tableau 105. Emprunts SNCF par devises

En M€	31.12.2022			31.12.2023		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro	70 387	8 992	79 379	66 433	8 007	74 440
Emprunts libellés en dollars américain	2 067	- 1 957	110	652	- 538	114
Emprunts libellés en livre britannique	5 084	- 4 574	510	5 143	- 4 643	500
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 544	- 2 461	83	2 908	- 2 826	82
Total des emprunts	80 082	-	80 082	75 136	-	75 136

Gestion du risque de taux d'intérêt

L'optimisation du coût de l'endettement net à long terme est gérée, dans sa composante taux, au travers de la répartition entre le taux fixe et le taux variable. La structure cible de l'endettement long terme à de 90 % à taux fixe minimum validée par le Conseil d'administration de SNCF SA a été maintenue courant 2023. Un intervalle limité de +/- 3 points autour de cette cible reste cependant autorisé. L'exposition au risque de taux du Groupe reste maîtrisée.

Pour pouvoir gérer la répartition de sa dette par type de taux, le Groupe utilise des instruments fermes et optionnels d'échange de taux d'intérêts dans les limites définies par le cadre général susvisé.

La part à taux fixe de l'endettement financier long terme brut déduction faite des créances CDP des deux plus gros contributeurs du Groupe (SNCF SA et SNCF Réseau) au 31 décembre 2023 est de 91,20 % comparée à 88,18 % au 31 décembre 2022. Cette répartition est suivie quotidiennement.

Sur ce même périmètre, le coût de la dette long terme nette de créance CDP (Caisse de la dette publique) s'établit à 2,60 % pour l'exercice 2023 contre 2,49 % pour l'exercice 2022.

SNCF

Gestion du risque de change

Les activités commerciales du groupe ne génèrent pas de risque de change significatif.

Dans le cadre de sa stratégie financière visant à diversifier son accès aux ressources et optimiser son coût de financement, SNCF SA émet des emprunts en devises qui font l'objet d'une couverture de change, généralement mise en place dès l'émission des emprunts. Les flux en devises (principal et intérêts) sont ainsi couverts par des dérivés de change afin de transformer cette dette en euros.

Pour ce qui concerne SNCF Réseau, le risque de change lié aux ressources levées en devises est également couvert par le biais de couvertures de change qui transforment ces ressources en euros.

La ventilation par devises des emprunts et dettes financières est la suivante :

Dans le cadre de la gestion de son risque de taux, SNCF SA est également autorisée à réaliser des opérations de pré-couverture d'émissions futures.

La SNCF a ainsi initié, dans la limite de ce que le Cadre Général des Risques permet, une campagne de pré-couverture d'une potentielle évolution des taux à la hausse des financements annuels long-terme 2023 à 2024 :

- Pré-couverture des financements 2023 d'un montant notionnel de 900M€ via 9 swaps de taux. Ces swaps ont été débouclés en avril pour un montant total de 700M€ afin de couvrir partiellement une émission obligataire de 1250M€, et pour un montant de 200M€ en octobre 2023 pour couvrir deux émissions de 275M CHF (franc suisse) et 50M£. Ces opérations de débouclage ont engendré une réception de soulte d'un total de 71,07M€;
- Pré-couverture au 31/12/2023 des émissions futures de 2024 via 6 swaps de taux d'un montant notionnel total de 300M€ pour porter la pré-couverture des émissions futures de 2024 à un total de 600 M€ (6 swaps mis en place en 2022, 6 swaps mis en place en 2023).

La ventilation par taux des emprunts et dettes financières se présente comme suit :

Tableau 106. Emprunts SNCF par catégorie de taux

En M€	31.12.2022			31.12.2023		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Taux fixe	75 478	721	76 199	71 426	575	72 001
Taux variable	4 604	- 721	3 883	3 710	- 575	3 135
Total des emprunts	80 082	-	80 082	75 136	-	75 136

Gestion du risque sur matières premières

Pour ses besoins de production, le groupe est exposé aux risques de variations des cours des produits pétroliers ou plus largement d'énergie. Ce risque est géré par l'utilisation d'instruments financiers dérivés fermes ou optionnels (contrats d'échange, options, prix plancher, prix plafond).

- Chez Keolis, 1 tunnel de couverture gasoil à prime nulle, pour un volume de 1 500 tonnes de gasoil au 31 décembre 2023, ont été mis en place par Keolis SA et désignés en tant que couverture de flux de trésorerie. Ce tunnel est comptabilisé en tant que créances d'exploitation et présente une juste valeur de -0,1 M € à fin décembre. La date d'échéance de ce tunnel est le 30 juin 2024. Pour rappel, Keolis avait mis en place et désigné en tant que couverture de flux de trésorerie 6 tunnels de couverture gasoil à prime nulle, pour un volume de 8 100 tonnes de gasoil au 31 décembre 2022. Ces tunnels présentaient une juste valeur de + 0,2 M€ à fin décembre.
- SNCF Énergie, en sa qualité de fournisseur d'électricité aux filiales du Groupe pour les besoins d'énergie de traction sur le réseau français, contractualise des contrats à terme auprès du marché ou des organismes régulateurs.

Lorsque les volumes contractualisés sont destinés exclusivement à couvrir les besoins physiques du Groupe, ils ne font pas l'objet d'une qualification en dérivés, en vertu de l'exemption dite « pour usage propre » prévue par la norme IFRS 9.

Depuis le 1^{er} janvier 2020, les achats à terme d'électricité en base annuelle hors quotas ARENH effectués par SNCF Énergie sont qualifiés de transactions de couverture de flux de trésorerie. L'objectif de la stratégie demeure celui de couvrir le prix d'achat d'électricité et d'acheter l'énergie au moindre coût.

En revanche, et de manière marginale, lorsque les volumes peuvent faire l'objet d'un débouclage sur le marché dans un objectif d'optimisation financière, ils sont qualifiés de dérivés de transaction.

TRÉSORERIE

NOTE 28 ENDETTEMENT NET
(HORS TRÉSORERIE BANCAIRE)

Tableau 107. Endettement financier net

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Emprunts obligataires (1)	125 610	124 331
Emprunts auprès des établissements de crédit	27 160	25 197
ICNE sur dettes financières (hors contrats de location)	1 448	1 717
Dépôts et cautionnements reçus	165	132
ICNE sur dépôts et cautionnements reçus	58	64
Dettes - concessions (IFRIC 12)	1 228	1 325
Dettes sur achat minoritaires	1 637	1 639
Autres emprunts et dettes assimilées	56 221	46 998
Dettes rattachées à des participations	70	46
Concours bancaires	3 149	3 720
Passifs financiers	216 744	205 170
Part des dérivés de couverture des dettes	-1 420	-1 379
Dérivés de couverture des dettes	-1 420	-1 379
Autres disponibilités (VMP, titres de créances)	-12 515	-13 993
Caisse, banque et assimilables	-24 856	-24 558
Dépréciation disponibilités (VMP, titres de créances)	20	7
Dépréciation caisse, banques et assimilables	1	1
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-37 350	-38 543
Actifs liquides EDF	-18 507	-20 077
Prêt SNCF à CDP	-30 410	-27 250
Autres non répertoriés	-48 917	-47 327
Total endettement financier net	129 030	117 922

(1) Après prise en compte des dettes et créances sur PPP du groupe SNCF

NOTE 29 ÉLÉMENTS D'ANALYSE DU TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

1) L'amélioration des flux nets de trésorerie générés par l'activité de +50,1 Md€ s'explique par la forte amélioration du résultat net avant impôts pour +32,3 Md€ en lien principalement avec l'amélioration de l'EBITDA d'EDF, accentuée au niveau de la capacité d'autofinancement par une hausse des dotations nettes opérationnelles hors dépréciation actif circulant pour +13,4 Md€ du fait de la perte de valeur sur les actifs nucléaires en construction et plus précisément en lien avec la mise à jour du calendrier et des coûts du projet Hinkley Point (HPC) au Royaume-Uni. Cette hausse est partiellement compensée par une détérioration du besoin en fonds de roulement, en particulier chez EDF notamment du fait de la baisse de la dette de CSPE pour 4 Md€.

2) Les principaux investissements de la période se décomposent comme suit :

Tableau 108. Investissements par entité

En M€	31.12.2022	31.12.2023
EDF	21245	23207
SNCF	7870	8095
RATP	1933	2055
Autres	2768	3093
Total investissements	33816	36450

Le niveau des investissements demeure élevé, à 36,5 Md€ (pour 33,8 Md€ en 2022), en particulier chez EDF, SNCF et RATP.

Les investissements d'EDF se sont élevés à 23,2 Md€ (21,2 Md€ en 2022). Ils ont concerné principalement (i) le secteur France – Production et Commercialisation avec la montée en puissance du projet EPR2, les coûts liés à la corrosion sous contrainte et le programme Grand Carénage; (ii) le secteur France – Activités régulées essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau; (iii) le secteur Royaume-Uni, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C, et (iv) le secteur EDF Renouvelables avec le développement d'importants parcs solaires aux Etats et au Royaume-Uni et de parcs éoliens au Brésil.

Les investissements de SNCF se sont élevés à 8,1 Md€ (7,9 Md€ en 2022). Ils sont essentiellement constitués par (i) les infrastructures ferroviaires: il s'agit d'investissements réalisés pour la régénération du réseau (renouvellements de voies, déploiement de la fibre optique, signalisation et Commande Centralisé du Réseau), la mise en conformité du réseau et pour les projets de développement en cours (EOLE, CDG Express, projets régionaux de développement), (ii) des investissements réalisés par Gares et Connexions, relatifs notamment à la modernisation et la mise en accessibilité des gares, aux projets régionaux de développement financés par le

contrat Plan-Etat-Région (CPER) et au projet EOLE, ainsi que (iii) l'acquisition et la rénovation de matériel ferroviaire et routier (dont TGV UFC, rames Eurostar, wagons, transconteneurs, conteneurs, rénovations de TGV et automotrices électriques).

Les investissements de la RATP se sont élevés à 2,1 Md€ (1,9 Md€ en 2022). Il s'agit principalement des investissements réalisés en Île-de-France par l'Epic sur le périmètre du plan quadriennal d'investissements (PQI) 2021-2024 contractualisé avec Île-de-France Mobilités, 70 % de l'enveloppe sont consacrés aux programmes d'entretien et de modernisation du réseau et des matériels roulants. Le solde a été consacré à l'accroissement de la capacité de transport (prolongements de lignes de métro et de tramway) et à la modernisation des espaces et de l'information voyageurs.

3) Les augmentations du poste « capital/transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle » sont détaillées :

Tableau 109. Augmentations et réductions de capital par entité

En M€	31.12.2022	31.12.2023
EDF (1)	4993	1581
SLI	95	156
Imprimerie Nationale	-	50
Audiovisuel public	33	39
LFB	100	-
Autres	128	-
Total augmentations de capital	5249	1825

(1) Comprenant en 2023 : au Royaume Uni, les augmentations de capital de CGN dans le projet Hinkley Point C pour 958 M€ et du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 485 M€
Comprend en 2022 : +4,0 Md€ sur augmentation de capital Groupe, 1,8 Md€ sur augmentation capital des minoritaires et -1 Md€ sur dividendes en actions

4) La réduction de capital correspond à la reprise chez l'EPIC Bpifrance de la dotation en numéraire dans le cadre du Fonds pour l'Innovation et l'Industrie (FII). Le 15 février 2023, conformément à l'arrêt du 7 février 2023, les dotations en numéraire ont été restituées pour un montant de 3,5 Md€.

5) La hausse des dividendes versés sur la période s'explique principalement par la hausse des dividendes versés de SNCF qui correspondent aux versements réalisés au fonds de concours de l'État ainsi que par le dividende versé par Aéroport de Paris. Les dividendes versés sur 2023 concernent principalement SNCF (985 M€), ADP (309 M€) et l'EPIC Bpifrance (260 M€). Les dividendes reçus sur la période concernent principalement EDF (702 M€) et l'EPIC Bpifrance (261 M€).

AUTRES INFORMATIONS

NOTE 30 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Tableau 110. Engagements hors bilan

En M€	31.12.2022	31.12.2023
Garantie de soumission / d'exécution / de bonne fin	11 108	13 621
Garanties sur financement	54 985	56 328
Autres engagements	8 908	9 519
Cautions et avals	5 857	5 991
Garantie d'actif ou de passif	21	91
Engagements d'investissement sur biens	39 898	43 139
Engagements d'investissement sur capital	865	1 398
Contrats d'achats irrévocables	49 025	47 415
Contrats de location simple	851	870
Lignes de crédit	7	12
Obligations contractuelles et commerciales	171 526	178 385
Les engagements hors bilan liés aux régimes de retraite des salariés	19	32
Les engagements hors bilan liés aux régimes de retraite des salariés	19	32
Engagements donnés	171 545	178 417
Avals et cautions bancaires	1 089	1 193
Engagement d'achat ou d'investissement	16 114	18 510
Engagements de bonne fin et de restitution d'acompte	392	406
Lignes de crédit	18 503	20 454
Garanties liées à des obligations contractuelles	3 855	5 328
Garanties financières	15 787	278
Location financement	22	14
Autres	9 075	9 574
Engagements recus	64 838	55 756
Lignes de crédit autorisées et non utilisés	910	898
Marchés de travaux (signés et non signés)	1 105	1 314
Autres	20	27
Engagements réciproques	2 035	2 239

30.1 Engagements d'investissements sur biens (43,1 Md€ pour 39,9 Md€ au 31 décembre 2022)

Les engagements d'investissements concernent essentiellement EDF à hauteur de 16,1 Md€ (15,9 Md€ au 31 décembre 2022) et SNCF à hauteur de 24,5 Md€ (22,4 Md€ au 31 décembre 2022).

Tableau 111. Engagements donnés liés à l'exécution des contrats d'exploitation - EDF

En M€	31.12.2022	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	31.12.2023
Engagements sur achats d'exploitation	7 611	4 674	2 692	750	8 116
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 867	11 086	4 570	409	16 065
Engagements donnés liés à l'exécution des contrats d'exploitation	23 478	15 760	7 262	1 159	24 181

SNCF

Ces engagements concernent à la fois les investissements pour l'exploitation de matériel ferroviaire (12,9 Md€ pour 11,8 Md€ au 31 décembre 2022) et les autres engagements d'achat d'immobilisations (11,6 Md€ pour 9,9 Md€ au 31 décembre 2022).

Engagements d'investissement pour l'exploitation de matériel ferroviaire

Les engagements donnés concernent les investissements convenus avec les constructeurs de matériel roulant, en lien pour certains engagements avec les autorités organisatrices de transport (AO) pour la mise en service future de nouveaux matériels. L'augmentation de 1 096 M€ s'explique par de nouveaux engagements souscrits sur la période.

Cette évolution est liée principalement :

- pour +1 150 M€ à l'acquisition de 60 rames RER NG supplémentaires pour Transilien ;
- pour +1 101 M€ au nouveau programme de rénovation à mi-vie des rames NAT du réseau francilien ;
- pour +541 M€ à la prolongation jusqu'en 2025 du volet investissements du contrat liant Transilien avec Île-de-France Mobilités ;
- pour +469 M€ à l'acquisition de matériel roulant Régiolis et Regio2N chez TER en lien avec les nouvelles conventions signées avec les AO ;
- pour -157 M€ au paiement des termes d'avance et à la réduction du montant des deux marchés relatifs à l'acquisition de rames TGV 2020 ;
- pour -299 M€ aux paiements réalisés par Transilien au titre de l'acquisition de 71 rames RER NG ;
- pour -591 M€ à l'effet du passage du temps et des révisions sur les engagements d'investissement pour l'exploitation de matériel ferroviaire de Transilien ;
- pour -895 M€ à la réception par l'activité TER de matériel roulant Régiolis et Regio2N.

Les engagements reçus correspondent aux financements d'investissement à recevoir des autorités organisatrices de transport (AO) sur le matériel roulant commandé. Ils diminuent à hauteur des investissements réalisés. À l'inverse, ils augmentent à hauteur des nouvelles commandes d'investissement.

EDF

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de combustible et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 24,2 Md€ (contre 23,5 Md€ au 31 décembre 2022).

La progression de 1 825 M€ des engagements reçus est due notamment :

- à la signature de la convention de financement avec Île-de-France Mobilités pour l'acquisition de 60 rames RER NG supplémentaires pour Transilien (+1 337 M€) ;
- au nouveau programme de rénovation à mi-vie des rames NAT du réseau francilien (+1 101 M€) ;
- à la signature de cinq nouvelles conventions avec quatre régions (Bretagne, Centre-Val de Loire, Occitanie et Nouvelle-Aquitaine) pour l'acquisition de matériel neuf Régiolis et Regio2N (+509 M€) ;
- à l'émission d'appels de fonds sur la période concernant des rames Régiolis et Regio2N (-443 M€).

Engagements d'achat et de financement d'immobilisations autres que matériel ferroviaire

Les engagements reçus de financement d'achat d'immobilisations autres que matériel ferroviaire sont en hausse de 712 M€ en lien avec :

- une hausse de 1 218 M€ des subventions d'investissement à recevoir des autorités organisatrices (hors Île-de-France Mobilités) par SNCF Gares & Connexions ; ces subventions doivent notamment financer les projets en lien avec les lignes nouvelles PACA (439 M€), la création d'une gare nouvelle à Rouen Saint-Sever (245 M€) et à Pont de Rungis (176 M€) et la construction de trois nouvelles gares à Agen, Montauban et Mont-de-Marsan dans le cadre du Grand Projet Sud-Ouest (288 M€) ;
- une hausse de 151 M€ des subventions d'investissement à recevoir d'Île-de-France Mobilités par SNCF Gares & Connexions en lien essentiellement avec le report de deux ans, jusqu'à fin 2025, de l'échéance du contrat entre l'autorité organisatrice francilienne et le gestionnaire des gares
- une baisse des engagements reçus chez SNCF Réseau en lien avec le versement par l'État du solde de la subvention de régénération de 644 M€ versé en mars 2023. Ce versement est comptabilisé au bilan dans les comptes de SNCF Réseau en subvention d'investissement.

Pour mémoire, SNCF Réseau avait déclaré au 31 décembre 2020 au titre des engagements reçus, une subvention de 4 050 M€ relative au plan de relance pour le ferroviaire. Cet

engagement avait été réalisé à hauteur de 1 645 M€ en 2021 et 1 761 M€ en 2022.

Les engagements donnés d'achat d'immobilisations augmentent de 1 613 M€ en lien avec :

- la hausse de 1 172 M€ des engagements relatifs aux programmes nationaux d'investissement de SNCF Gares & Connexions ; ces projets concernent notamment les lignes nouvelles PACA (+502 M€), la création d'une nouvelle gare à Rouen Saint-Sever (+246 M€) et d'une gare TGV à Pont de Rungis (+180 M€), la construction de trois nouvelles gares à Agen, Montauban et Mont-de-Marsan dans le cadre du Grand Projet Sud-Ouest (+303 M€) et la rénovation de la grande halle voyageurs de Paris Gare-de-Lyon (+117 M€). En revanche, l'engagement relatif au projet de rénovation des toitures de la gare de Paris Saint-Lazare diminue de 237 M€ ;
- la hausse de 267 M€ des engagements relatifs aux programmes d'investissement à réaliser en Île-de-France par SNCF Gares & Connexions, du fait essentiellement du report de deux ans, jusqu'à fin 2025, de l'échéance du

contrat liant Île-de-France Mobilités avec le gestionnaire des gares ;

- les engagements relatifs aux nouveaux contrats de concession confiés par les régions Pays de la Loire et Hauts-de-France à SNCF Voyageurs pour l'exploitation de lignes régionales (+130 M€) ;
- de nouveaux programmes d'investissement engagés par Transilien en lien avec le numérique et la cyber sécurité (+95 M€).

30.2 Engagements d'achats irrévocables (47,4 Md€ pour 49,0 Md€ au 31 décembre 2022)

Ces montants correspondent essentiellement à des engagements d'achats d'énergies et de combustibles par EDF à hauteur de 43,5 Md€ (41,8 Md€ au 31 décembre 2022).

Au 31 décembre 2023, l'échéancier des engagements d'achats d'énergies et de combustibles d'EDF se présente comme suit :

Tableau 112. Contrats d'achat irrévocables EDF

En M€	31.12.2022	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	De 5 à 10 ans	Supérieur à 10 ans	31.12.2023
Achats d'électricité et services associés	30 085	4 396	8 715	6 407	9 624	29 142
Achats d'autres énergies et de matières premières*	362	115	177	98		390
Achats de combustibles nucléaires	13 416	1 755	5 858	4 648	1 755	14 016
Engagements d'achats fermes et irrévocables	43 863	7 764	15 468	10 698	9 933	43 863

*hors achats de gaz et services associés

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2023 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 est due principalement à une baisse des prix de l'électricité projetés compensée partiellement par une augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF Energy du fait de nouveaux contrats.

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 2023 (50 TWh pour 2022), dont 5 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2022), 23 TWh au titre de l'éolien (22 TWh pour 2022), 14 TWh au titre du photovoltaïque (13 TWh pour 2022) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2022).

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 utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

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.

Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2023, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

Tableau 113. Engagements d'achats de gaz par entité

En milliard de m3	31.12.2022	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	31.12.2023
Edison	124	12	46	54	112
EDF	56	2	11	39	52

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour un volume maximal de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 4 et 21 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 0,5 milliard de mètres cubes par an.

Edison a conclu en 2017 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an, soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel, pendant 20 ans) dont la livraison était prévue à partir de 2023. Suite à l'absence de livraisons de GNL, Edison a initié une procédure d'arbitrage à l'encontre de Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA).

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 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 M€. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée.

30.3 Garanties sur financement (56,3 M€ pour 55,0 Md€ au 31 décembre 2022)

Les garanties de financement reçues concernent essentiellement l'EPIC Bpifrance et EDF.

EPIC Bpifrance

Ces engagements sont passés de 48,3 Md€ au 31 décembre 2022 à 50,1 Md€ au 31 décembre 2023 et concernent des engagements de garantie en faveur des établissements de crédits.

EDF

Tableau 114. Engagements donnés d'EDF liés au financement

En M€	31.12.2022	Inférieur à 1 an	De 1 à 5 ans	Supérieur à 5 ans	31.12.2023
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 616	1 187	514	2 059	3 760
Garanties financières données	1 587	24	650	542	1 216
Autres engagements liés au financement	1 142	998	51	18	1 067
Engagements donnés liés au financement	6 345	2 209	1 215	2 619	6 043

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.

La diminution des engagements donnés liés aux opérations de financement est principalement liée à la mainlevée chez EDF Renouvelables de la garantie financière en France sur le projet Offshore de Saint-Nazaire.

30.4 Engagements hors bilan reçus (55,8 Md€ pour 64,8 Md€ au 31 décembre 2022)

Engagements d'achats ou d'investissements (18,5 Md€ pour 16,1 Md€ au 31 décembre 2022)

Ces engagements reçus concernent essentiellement SNCF (18,3 Md€ pour 15,3 Md€ au 31 décembre 2022).

Garanties financières (0,3 Md€ pour 15,8 Md€ au 31 décembre 2022)

La baisse des garanties financières concerne la SPPE (15,3 Md€ au 31 décembre 2022 contre pas d'engagement reçu au 31 décembre 2023). En date du 18 janvier 2016, la France, la SPPE et le Conseil de résolution unique ont signé la convention de prêt entérinant la mise en place du dispositif d'urgence de soutien en liquidité au Fonds de résolution unique (FRU). Ce dispositif de garantie couvrant la période du 1^{er} janvier/2016 au 31/12/2023 est arrivé à échéance.

NOTE 31 PARTIES LIÉES

Principes

L'objet de la présente note est de présenter les transactions significatives réalisées entre une entité du périmètre de combinaison et une partie liée au sens de la norme IAS 24. Les transactions entre entreprises intégrées globalement et entreprises associées ou entre entreprises associées ont fait l'objet d'un recensement sur la base des flux et soldes supérieurs 10 M€. Les transactions entre sociétés intégrées globalement étant éliminés (cf. note 2 – Principes comptables – élimination des intra-groupes) lors de la préparation des états financiers combinés ne donnent pas lieu en conséquence à information au titre de la norme.

La liste des entités, en intégration globale ou des participations dans les entreprises associées est présentée en note 33 – Périmètre de combinaison.

31.1 Transactions entre sociétés intégrées globalement et entreprises associées ou entre entreprises associés du périmètre combiné

Les transactions significatives concernent essentiellement les entités suivantes :

EDF et 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 Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n° 2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de gaz de pétrole liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de gaz pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Les appels d'offre des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia sont toujours en cours. La CRE examine actuellement les offres d'Engie en vue d'une attribution d'ici l'été 2024.

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des réseaux de distribution d'électricité.

Le montant des achats par Engie, nets des ventes, s'élève à 1306 M€ en 2023 (contre à 323 M€ en 2022).

Aéroports de Paris et Air France-KLM

Dans le cadre de son activité, Air France-KLM effectue des transactions, que le groupe considère réalisées à des conditions normales et courantes, avec Aéroports de Paris (ADP).

Les principales transactions concernent :

- des loyers payés au titre de contrats de location de terrain et de bâtiments ; et
- des redevances correspondant à la gestion par ADP des flux aéroportuaires et passagers.

De plus, ADP collecte les taxes d'aéroport pour le compte de l'État.

Pour les exercices clos le 31 décembre 2023 et 2022, les dépenses relatives aux transactions décrites ci-dessus s'élèvent respectivement à 335 M€ et 333 M€.

Aéroports de Paris et RATP

Une convention a été signée le 16 juillet 2019 avec la RATP relative aux conditions de réalisation des travaux de creusement du tunnel et des ouvrages annexes de la ligne 14 Sud du Grand Paris Express et sur les accompagnements des équipes de la RATP qui doivent se rendre en zone sureté à accès réglementé.

Aéroports de Paris et SNCF Réseau

ADP, SNCF Réseau et la Caisse des Dépôts et Consignations ont conclu les conventions suivantes :

- Statuts de la société Gestionnaire d'Infrastructure CDG Express signés le 5 octobre 2018 ;
- Pacte d'actionnaires en date du 8 février 2019 concernant la société Gestionnaire d'Infrastructure CDG Express ;
- Convention d'apports en fonds propres des actionnaires au capital de la société Gestionnaire d'Infrastructure CDG Express : contrat conclu 11 février 2019 entre ces trois entités ainsi qu'avec la société Gestionnaire d'Infrastructure CDG Express et BNP Paribas en application duquel Aéroports de Paris s'engage à effectuer un apport

en capital maximum de 145 M€ à la société gestionnaire d'infrastructure CDG Express.

Safran et Airbus

Safran construit des positions de premier plan sur les marchés de l'aéronautique et de l'espace, de la défense et de la sécurité. En propulsion, le groupe est un acteur majeur dans la production de moteurs d'avions, de turbines d'hélicoptères et de moteurs spatiaux. Safran fournit notamment, à ce titre, Airbus.

Sur la période, le montant des ventes par Safran, nets des achats, s'élève à 2,7 Md€ (2,7 Md€ en 2022).

Orange

Le groupe fournit des prestations de télécommunications à plusieurs entités du périmètre de combinaison à des conditions normales de marché. Le montant des prestations de communications recensées s'élève à 647 M€ en 2023 (640 M€ en 2022).

31.2 Transactions avec l'État

31.2.1 Entreprises intégrées globalement

EDF

Suite à la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2023. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de Service public entre l'État et EDF 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.

Relations avec la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG)

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, dont, pour les salariés embauchés avant le 1^{er} septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

A la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement

prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable 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).

La loi du 14 avril 2023, portant réforme des retraites, prévoit la fermeture du régime spécial de retraite des IEG pour les salariés recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. Ces salariés bénéficieront des seuls régimes de retraite de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) mais continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux, ...).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG (y compris aux inactifs recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023).

Orano

L'État est actionnaire majoritaire au capital d'Orano au 31 décembre 2023. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est actionnaire, Orano est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour de comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'inspection générale des finances.

Par ailleurs, Orano entretient des relations étroites avec les entreprises contrôlées par l'État français, et notamment :

- les transactions avec le CEA concernent la réalisation de travaux de démantèlement des installations nucléaires du CEA, des services associés à l'exploitation de certains ateliers et des contrats de R&D ;
- les transactions avec Areva concernent notamment des prestations fiscales et informatiques ;
- les transactions avec EDF portent sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (ventes d'uranium, prestations de services de conversion et d'enrichissement) et sur l'aval du cycle (prestations de transport, d'entreposage, de traitement et de recyclage du combustible usé). Le groupe dispose d'un accord-cadre de traitement et de recyclage dit « contrat ATR » avec EDF qui définit les modalités de coopération industrielle en matière de traitement-recyclage jusqu'en 2040. Dans le cadre de cet accord, Orano et EDF ont signé, en février 2016, un contrat d'application définissant les conditions techniques et financières de cet accord cadre pour la période 2016-2023. Un contrat transitoire a été signé en décembre 2023 pour couvrir les prestations du contrat ATR sur le premier semestre 2024 en

attendant la signature du contrat d'application pour la période 2024-2026. Par ailleurs, un term sheet a été signé en septembre 2023 statuant sur les quantités et le prix applicable pour les prestations de la période 2024-2026;

- les transactions avec l'Andra (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) concernent la gestion, l'exploitation et la surveillance des centres de stockage de déchets radioactifs de faible et moyenne activités sur les centres de l'Andra de la Manche et de l'Aube.

Aéroports de Paris

L'Etat français détient 50,6 % du capital d'Aéroports de Paris SA et 61,2 % des droits de vote au 31 décembre 2023. L'Etat a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Les pouvoirs publics exercent sur Aéroports de Paris SA un contrôle au titre de son statut d'entreprise publique et au titre de ses missions, notamment de service public.

Dans ce cadre, des conventions sont conclues régulièrement avec l'Etat. Les conventions significatives sont :

- Relation avec la Direction générale de l'aviation civile (DGAC) - Les missions de sécurité, la sûreté du transport aérien, le sauvetage et la lutte contre l'incendie des aéronefs constituent des missions de service public dont la mise en œuvre a été déléguée à Aéroports de Paris SA. Les coûts engagés dans le cadre de ces missions sont facturés à la Direction générale de l'aviation civile (DGAC) qui le finance par le biais de la taxe d'aéroport prélevée auprès des compagnies aériennes. En 2023, les revenus liés à la sûreté et à la sécurité aéroportuaires s'élèvent à 492 M€ (428 M€ en 2022). Au 31 décembre 2023, le montant de la créance vis-à-vis de la DGAC atteint 375 M€ et l'avance de l'Agence France Trésor présentée au sein du poste « Autres dettes et produits constatés d'avance » s'élève à 256 M€.
- La convention quadripartite traduisant les modalités de remboursement de l'avance faite par l'Agence France Trésor au titre des missions de sécurité, sûreté du transport aérien, et le sauvetage et la lutte contre l'incendie des aéronefs conclue entre Aéroports de Paris SA le ministère de l'économie, l'Agence France Trésor (AFT) et la DGAC pour une durée de 10 ans. Le montant des avances du Trésor versées à Aéroports de Paris SA s'élève à 256 M€ et sera inclus dans l'assiette des produits lors de son versement et dans l'assiette des coûts lors de son remboursement pour le calcul de la taxe d'aéroport conformément aux dispositions de l'arrêté du 25 septembre 2020 modifiant l'arrêté du 30 décembre 2009 sur le calcul de la taxe d'aéroport.
- Convention de mise à disposition de biens immobiliers, prestations de fournitures (électrique, chauffage, fluides), de services (télécommunication, assistance matérielle, administrative et intellectuelle) et formation à la Direction des services de navigation aérienne (« DSNA »). Cette convention a été conclue le 27 juillet 2007 pour une durée de 15 ans renouvelable pour la même période.
- Deux conventions conclues avec l'Etat (ministère de l'Action et des Comptes Publics et ministère de l'Intérieur) fixant les conditions de mise à disposition d'immeubles bâtis ou non, places de stationnement privatif, abonnements aux

parcs publics et aux télévisions vols mouvements signées le 3 juillet 2020 pour une durée de 5 ans.

En l'absence du contrat de régularisation économique, il appartient au Groupe ADP de soumettre annuellement à la consultation des usagers et à l'homologation de l'Autorité de régulation des transports (ART) une proposition tarifaire tenant compte du coût des services rendus au titre des redevances aéroportuaires, et plus particulièrement d'un plan d'investissements annuel.

RATP

Tableau 115. Transactions de la RATP avec l'Etat et les collectivités

En M€	2022	2023
Ressources du contrat IDFM	4 574	4 886
Ressources des communes pour le maintien de dessertes déficitaires	17	16
Subventions d'investissement appelées sur l'exercice (Etat, IDFM, RIF, Autres)	3 908	1 388
Emprunts Région Ile-de-France remboursés sur l'exercice	15	15
Créances sur l'Etat et les collectivités	717	342
Créances sur IDFM (hors IFRIC 12)	903	333
Dettes envers l'Etat et les collectivités	49	63
Dettes envers IDFM	981	342
Dettes financières envers la Région Ile-de-France	122	197

SNCF

Suivi du plan de relance ferroviaire

Le plan de relance du ferroviaire engagé par l'Etat en 2020 pour un montant de 4,05 Md€ s'est soldé par le reversement d'un montant complémentaire de 0,644 Md€ le 14 mars 2023 par l'Etat à SNCF Réseau, par l'intermédiaire du fonds de concours. Pour rappel, un montant de 1,645 Md€ a été versé en 2021 et deux autres montants de 0,693 Md€ et 1,068 Md€ ont été versés en 2022.

Transactions menées avec l'Etat et les collectivités sortant du régime de droit commun

Les informations retracées ci-dessous sont relatives aux opérations menées avec l'Etat, au sens des ministères, des administrations centrales et des autorités organisatrices de transport (AO), qui ne sont pas réalisées à des conditions de marché ou sortent du régime de droit commun.

Les subventions d'exploitation apportées au groupe SNCF par l'Etat et les collectivités sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 116. Tableau 116. Subventions d'exploitation reçues par le groupe SNCF

En M€	2022	2023
Subventions d'exploitation reçues	432	291

Par ailleurs, le groupe facture l'État, via SA SNCF Réseau, au titre des redevances d'accès relatives aux trains régionaux de voyageurs (TER) et d'équilibre du territoire (TET, Intercités). A ces redevances s'ajoutent les compensations tarifaires versées par l'État pour assurer la couverture du coût marginal des circulations de fret, en complément des redevances versées par les entreprises de fret. Les montants, détaillés ci-après, sont comptabilisés en chiffre d'affaires.

Tableau 117. Autres redevances perçues par le groupe SNCF

En M€	2022	2023
Redevances d'accès*	2 029	2 103
Compensations FRET	176	135

*dont redevances TER 1 642 M€ (1 580 m€ sur 2022) et redevances TET 461 M€ (449 M€ sur 2022)

Transactions avec les Autorités Organisatrices de transport (AO)

Dans le cadre de ses activités de transport, le Groupe assure des prestations de service public pour le compte d'Autorités Organisatrices de Transports (AOT): l'État ou les différentes collectivités territoriales. Ces services conventionnés de transport ferroviaire font l'objet de conventions d'exploitation d'une durée de 3 à 10 ans. Ils sont essentiellement rendus par SNCF Voyageurs (Transilien, TER et Intercités) et Keolis.

Les accords de concession de services avec les autorités organisatrices de transport ont les effets suivants sur les états financiers consolidés de la SNCF.

Tableau 118. Transactions du groupe SNCF avec l'AOT

En M€	2022	2023
Prestations avec les Autorités Organisatrices	12 737	13 416
Recettes liées à la vente des billets aux usagers	2 111	2 153
Prestations avec l'Etat en tant qu'AOT des Trains d'Equilibre du Territoire	157	201
Produits d'intérêt sur actifs financiers de concession	61	53
Effets sur le chiffre d'affaires	15 065	15 822
Nouveaux actifs financiers de concession	- 1 805	- 2 284
Encaissement sur actifs financiers de concession	1 709	1 999
Effets sur les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	- 96	- 285
Actifs incorporels de concession	94	99
Actifs financiers de concession non courants	1 531	1 383
Effets sur les actifs non courants	1 625	1 482

Grands Ports Maritimes (GPM)

Les sources de financement des investissements sont, en dehors de l'autofinancement et du recours à l'emprunt, les participations de l'État pour les opérations d'infrastructures, les participations des collectivités locales et de l'Union européenne via le fonds FEDER.

Audiovisuel public

La contribution à l'audiovisuel public a été remplacée le 1^{er} août 2022 par une ressource publique provenant d'une fraction du produit de la TVA qui finance les organismes publics de télévision et de radiodiffusion tels que France Télévisions, Arte-France et Radio France. Au titre de l'exercice 2023, l'État a ainsi reversé:

- France Télévisions: 2 397 M€ (contre 2 358 M€ en 2022);
- Radio France: 609,7 M€ (contre 571,4 M€ en 2022);
- France Médias Monde: 263 M€ (contre 254 M€ en 2022);
- Arte France: 283 M€ (contre 273 M€ en 2022).

31.2.2 Entreprises associées

Engie

Le capital du groupe détenu par l'État au 31 décembre 2023 est de 23,64 %, inchangé par rapport au 31 décembre 2022. Il lui confère 3 représentants au conseil d'administration sur un total de 15 administrateurs (1 administratrice représentant l'État nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,80 % des droits de vote théoriques (ou 33,95 % des droits de vote exerçables) contre 33,56 % à fin décembre 2022.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'Engie.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'Engie s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente (« TRV ») de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat (« LEC ») promulguée le 8 novembre 2019. Les TRV gaz ont pris fin au 1^{er} juillet 2023.

Relations avec la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG)

De la même façon qu'EDF, le groupe Engie entretient des relations avec la CNIEG (se reporter au paragraphe ci-dessus). Les principales sociétés du groupe Engie concernées par ce régime sont Engie SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, Engie Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Au 31 décembre 2023, la dette actuarielle « retraite » relative au régime des spécial des IEG s'élève à 2,7 Md€ (contre 2,6 Md€ au 31 décembre 2022).

Naval Group

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, le groupe a réalisé 69,7 % de son chiffre d'affaires avec l'État français et les entités publiques (63,1 % de son chiffre d'affaires pour l'exercice clos au 31 décembre 2022).

Renault

Dans le cadre de son activité, Renault Group réalise des transactions avec l'État français et des entreprises publiques comme UGAP, EDF, La Poste, etc. Ces opérations sont effectuées à des conditions normales et courantes. Elles représentent un chiffre d'affaires de 345 M€ en 2023 (211 M€ en 2022), une créance clients de l'Automobile de 79 M€, une créance de Financement des ventes de 106 M€ et aucun engagement de financement au 31 décembre 2023 (respectivement 39 M€ et 96 M€ au 31 décembre 2022).

Safran

Les transactions avec l'État concernent la livraison de produits aéronautiques à la DGA. Sur la période, le montant des ventes s'élève à 1065 M€ (contre 894 M€ en 2022).

Thales

Au 31 décembre 2023, le chiffre d'affaires du groupe réalisé avec l'État français (principalement via la DGA) est d'environ 3,9 Md€ (contre 3,4 Md€ en 2022).

Air France-KLM

Air France-KLM est amené à opérer des transactions avec des organismes gouvernementaux dont le Ministère de la Défense et la Direction générale de l'aviation civile (DGAC). Air France – KLM considère que les transactions effectuées avec ces tiers ont été conclues à des conditions normales et courantes.

Les principales transactions sur la période sont décrites en suivant :

- Contrat de maintenance d'avions de l'armée française avec le Ministère de la Défense. Le chiffre d'affaires relatif à cette activité représente 82 M€ au 31 décembre 2023 contre 72 M€ au 31 décembre 2022 ;
- La DGAC placée sous l'autorité du Ministère des Transports est garante de la sécurité et de la sûreté du trafic aérien évoluant dans le ciel et sur les aéroports français. À ce titre, la DGAC facture à Air France-KLM des prestations de service correspondant à l'utilisation des installations pour un montant de 81 M€ au 31 décembre 2023 contre 91 M€ au 31 décembre 2022.

La Française des Jeux

Les activités de paris sportifs en ligne et de poker en ligne, en concurrence, sont notamment régies par les dispositions de la loi n° 2010-476 du 12 mai 2010 et exploitées dans le cadre d'un agrément accordé pour 5 ans. L'agrément pour les paris sportifs en ligne dont bénéficie FDJ a été renouvelé en dernier lieu par l'ANJ en 2020, tandis que celui relatif au poker en ligne lui a été accordé par cette dernière en octobre 2022. L'opérateur ZEturf, dont FDJ s'est portée acquéreuse en 2023, détient également des agréments de paris sportifs et hippiques en ligne.

La loi Pacte du 23 mai 2019 a conforté pour une durée de 25 ans les droits exclusifs confiés à FDJ sur les activités de

jeux de loterie (jeux de tirage et jeux instantanés) en point de vente et en ligne et sur les paris sportifs en point de vente. Elle définit également, pour l'ensemble des jeux de loterie et les paris sportifs, l'assiette, les taux et la territorialité des prélèvements publics, et encadre les taux de retour aux joueurs (gamme de jeux de loterie et plafonds pour les paris sportifs en réseau de distribution ou en ligne).

Ces textes, ainsi que les dispositions réglementaires prises pour leur application, mettent en place un contrôle étroit de l'État sur l'exploitation de ces droits exclusifs se traduisant par des prérogatives spécifiques (agrément ministériel des mandataires sociaux préalablement à leur nomination, approbation ministérielle de tout projet de modification des statuts de la société, présence d'un commissaire du Gouvernement avec droit de veto sur les décisions du CA...).

Tableau 119. Transactions de FDJ avec l'État

En M€	2022	2023
Prélèvements publics	4147	4192
Compte de résultat	4147	4192
Droits exclusifs d'utilisation (valeur brute)	380	380
Acompte sur prélèvements publics	202	194
Actif	582	574
Prélèvements publics	459	597
Passif	459	597

La Poste

Depuis la loi du 10 février 2010, confirmant les dispositions de la loi de juillet 1990 relative à l'organisation du service public de la poste et des télécommunications, La Poste est une société anonyme placée sous la tutelle du ministre de l'Economie, et soumise au contrôle économique et financier de l'État, et aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement.

Les engagements de La Poste et de l'État ont été redéfinis par le « Contrat d'entreprise 2013-2017 » approuvé par le Conseil d'administration du groupe du 22 Avril 2013 et signé par l'ensemble des parties prenantes le 01 juillet 2013.

Ce contrat pose les principes suivants :

- le maintien d'un large périmètre de missions de service public dévolues à La Poste : service universel postal, transport et distribution de la presse, accessibilité bancaire et aménagement du territoire avec pour ces trois dernières le maintien du principe d'une compensation des coûts ;
- une trajectoire de qualité de service encore renforcée ;
- des missions adaptées aux attentes des usagers et à l'évolution des technologies ;
- la mise en place d'engagements citoyens en faveur du développement des territoires et des entreprises, des plus démunis, du développement de la société numérique et dans le domaine de la responsabilité sociale de l'entreprise.

Un nouveau contrat d'entreprise entre La Poste et l'État, pour la période 2018-2022, a été approuvé par le Conseil d'administration du groupe le 19 décembre 2017 et signé le 16 janvier 2018. Ce contrat s'inscrit dans la continuité du contrat précédent, et vise à pérenniser et moderniser l'exercice des quatre missions de service public de La Poste. Ces

missions bénéficient du soutien de l'État, en contrepartie du respect par La Poste d'indicateurs de qualité ambitieux.

Par ailleurs, ce contrat développe la démarche des engagements citoyens en faveur du développement de la société numérique, des services de proximité, et du développement durable et responsable.

Un avenant à ce contrat d'entreprise entre La Poste et l'État a été signé le 18 mai 2022. Il intègre les évolutions annoncées par le gouvernement relatives à son soutien aux missions de service universel postal et d'aménagement du territoire ainsi qu'à la réforme du service public de transport et de distribution de la presse. Le contrat d'entreprise entre La Poste et l'État, portant sur la période 2023-2027 et s'inscrivant dans la continuité du précédent, a été signé en juin 2023.

La loi de régulation postale du 20 mai 2005 a confié à l'Autorité de Régulation des Communications Electroniques et des Postes (ARCEP) le pouvoir d'encadrer, sur une base pluriannuelle, les tarifs des prestations du service universel du courrier, après examen des propositions de La Poste. Cette loi confirme et précise par ailleurs la mission d'aménagement du territoire confiée à La Poste.

En ce qui concerne les activités bancaires du groupe, les taux de commissionnement sur les produits d'épargne réglementée (livret A, Livret Développement Durable et LEP) sont fixés par l'État. L'évolution de ces taux a un effet direct sur le produit net bancaire de La Banque Postale.

Orange

L'État, directement ou à travers Bpifrance Participations, est l'un des principaux actionnaires d'Orange SA.

Les prestations de communications fournies aux services de l'État sont rendues dans le cadre d'une mise en concurrence par chacun des services et individualisées par nature de prestation. Elles sont immatérielles au regard du chiffre d'affaires consolidé.

Orange n'achète pas de biens ou services à l'État (l'État directement ou à travers Bpifrance Participations), hormis l'utilisation des ressources spectrales. Ces ressources sont attribuées à l'issue de processus de mise en concurrence.

NOTE 32 INFORMATIONS SECTORIELLES

Chacune des entités du périmètre de combinaison est rattachée à un et un seul secteur opérationnel en fonction de son activité principale. La composition des secteurs opérationnels est précisée en note 33.

Tableau 120. . Actif 2022 par secteur

En M€	Auto- mobile	Défense et aéro- nautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto- route	Ferro- viaire	Maritime et por- tuaire	Services financiers	Télécom Médias Techno- logie	Autres services	Défai- sance	Intersec- teur	31.12.2022
Ecarts d'acquisition	-	5	37	10 838	222	-	2 988	-	-	219	-	-	-	14 309
Immobilisations incorporelles du domaine propre	-	8	309	16 062	353	6	6 732	29	-	432	-	-	-	23 930
Immobilisations incorporelles du domaine concédé	-	-	-	-	2 540	8	590	-	-	-	-	-	-	3 139
Immobilisations incorporelles	-	8	309	16 062	2 893	14	7 322	29	-	432	-	-	-	27 069
Immobilisations corporelles du domaine propre	-	274	953	105 723	8 155	0	111 343	5 244	-	952	-	-	13	232 658
Immobilisations corporelles du domaine concédé	-	-	96	70 782	1 003	2 828	-	2	-	-	-	-	-	74 711
Immobilisations corporelles	-	274	1 050	176 504	9 158	2 828	111 343	5 246	-	952	-	-	13	307 369
Immeubles de placement	-	-	-	13	621	-	256	-	-	-	-	-	-	890
Titres mis en équivalence	4 402	6 740	0	18 070	1 020	-	1 007	5	16 746	4 478	7 320	-	-	59 787
Actifs financiers	-	17	44	56 148	674	41	42 251	62	4 623	31	746	0	-	104 638
Impôts différés actifs	-	9	8	8 816	42	-	4 849	22	-	21	-	-	27	13 794
Actif non courant	4 402	7 052	1 449	286 452	14 630	2 883	170 016	5 364	21 370	6 132	8 067	0	41	527 857
Stocks	-	103	454	19 109	136	2	1 763	12	-	927	-	-	-	22 505
Clients et comptes rattachés	-	978	1 274	25 788	1 001	59	6 105	169	-	430	-1	0	2	35 804
Actifs d'exploitation	-	1 081	1 728	44 897	1 137	60	7 868	181	-	1 356	-1	0	2	58 309
Actifs financiers	-	2	78	58 780	235	- 8	6 311	5	348	1	185	-	-	65 938
Autres actifs	-	694	163	18 280	611	46	6 771	173	16 771	350	-	2	-31	43 830
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	700	413	13 018	2 888	450	11 817	406	7 069	416	24	148	-	37 350
Actif courant	-	2 477	2 383	134 975	4 871	549	32 767	765	24 187	2 124	208	150	-29	205 426
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	150	7	-	369	-	-	-	-	-	-	527
Actif	4 402	9 530	3 832	421 577	19 509	3 432	203 152	6 129	45 557	8 256	8 275	150	12	733 810

Tableau 121. . Actif 2023 par secteur

En M€	Auto- mobile	Défense et aéro- nautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto- route	Ferro- viaire	Maritime et por- tuaire	Services financiers	Télécom Médias Techno- logie	Autres services	Défai- sance	Intersec- teur	31.12.2023
Ecarts d'acquisition	-	6	42	9 189	218	-	3 763	-	-	261	-	-	-	13 479
Immobilisations incorporelles du domaine propre	-	7	334	16 848	369	10	7 188	33	-	492	-	-	-	25 282
Immobilisations incorporelles du domaine concédé	-	-	-	-	2 405	7	656	-	-	-	-	-	-	3 068
Immobilisations incorporelles	-	7	334	16 848	2 774	18	7 844	33	-	492	-	-	-	28 350
Immobilisations corporelles du domaine propre	-	280	1 070	105 494	8 540	0	116 117	5 449	-	980	-	-	13	237 944
Immobilisations corporelles du domaine concédé	-	-	96	72 672	1 157	2 888	-	2	-	-	-	-	-	76 816
Immobilisations corporelles	-	280	1 167	178 166	9 698	2 889	116 117	5 451	-	980	-	-	13	314 760
Immeubles d+B11e placement	-	-	-	12	661	-	256	-	-	-	-	-	-	930
Titres mis en équivalence	4 548	7 530	1	16 629	1 204	-	1 026	-	17 836	4 514	7 680	-	-	60 968
Actifs financiers	-	17	39	56 356	1 527	35	38 364	65	10 333	37	547	0	-	98 020
Impôts différés actifs	-	7	10	7 501	69	1	4 872	18	-	3	-	-	32	12 513
Actif non courant	4 548	7 847	1 592	284 702	16 151	2 942	172 242	5 567	18 869	6 288	8 226	0	46	529 020
Stocks	-	109	540	19 678	118	2	2 009	12	-	1 021	-	-	-	23 490
Clients et comptes rattachés	-	939	1 321	27 641	1 097	57	5 432	166	-	428	-1	0	5	37 085
Actifs d'exploitation	-	1 048	1 861	47 319	1 216	58	7 441	178	-	1 449	-1	0	5	60 575
Actifs financiers	-	4	56	40 210	240	-8	5 352	6	-4	3	361	-	-	46 220
Autres actifs	-	671	107	12 297	612	52	7 342	145	18 053	488	-	11	-144	39 633
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	743	833	13 329	2 555	528	11 995	399	7 641	391	5	120	4	38 543
Actif courant	-	2 466	2 858	113 155	4 623	630	32 130	728	25 690	2 331	365	131	-135	184 970
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	596	1	-	198	-	-	-	-	-	-	794
Actif	4 548	10 313	4 450	398 452	20 775	3 572	204 570	6 295	44 558	8 620	8 592	131	-90	714 785

Tableau 122. Passif 2022, par secteur

En M€	Automobile	Défense et aéronautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto-route	Ferroviaire	Maritime et portuaire	Services financiers	Télécom Médias Technologie	Autres services	Défaillance	Intersecteur	31.12.2022
Capital	-	999	1083	2426	298	28	1433	790	13473	731	953	2	-	22217
Primes	-	0	106	7053	546	-	4301	-	4	1	-	-	-	12010
Réserves	4453	5527	-100	53699	1882	617	24810	1684	6968	4209	6898	56	33	110737
Résultat	-52	844	9	-18279	773	116	2399	134	883	323	423	69	-5	-12364
Capitaux propres - part du groupe	4402	7370	1098	44899	3499	761	32943	2608	21328	5263	8274	127	29	132600
Capitaux propres - intérêts minoritaires	-	-5	1	12329	830	-	87	4	-	1	-	-	-	13248
Total des capitaux propres	4402	7366	1099	57228	4328	761	33030	2612	21328	5264	8274	127	29	145847
Passifs des concessions	-	-	96	40439	398	1310	2315	-	-	-	-	-	-	44558
Avantages au personnel	-	9	45	16736	397	9	2500	169	-	293	-	-	2	20159
Autres provisions	-	194	69	79635	91	-	1198	43	-	87	-	-	-1	81317
Provisions	-	203	114	96371	489	9	3698	212	-	380	-	-	1	101476
Passifs financiers	-	34	886	73789	9949	1061	77727	587	273	267	-	-	-	164574
Impôts différés passifs	-	2	-	1536	448	-	193	2	28	29	-	-	-	2237
Autres passifs	-	-	-	23	1	0	-	-	-	10	-	-	-	35
Passif non courant	-	239	1096	212157	11285	2381	83933	802	301	687	-	-	1	312880
Avantages au personnel	-	1	5	803	56	-	148	22	-	5	-	-	-0	1040
Autres provisions	-	21	29	8649	12	0	237	34	0	19	-	6	1	9009
Provisions	-	21	34	9452	68	0	385	57	0	24	-	6	1	10049
Dettes d'exploitation	-	832	1016	29845	670	15	7540	91	21	876	2	1	9	40916
Passifs financiers	-	5	76	72161	1481	68	12725	73	23899	108	-	-	-	110596
Autres passifs	-	1067	510	40697	1677	207	65157	2495	9	1297	-0	16	-28	113102
Passif courant	-	1925	1636	152155	3896	290	85807	2715	23929	2305	1	23	-18	274664
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	37	-	-	382	-	-	-	-	-	-	419
Passif	4402	9530	3832	421577	19509	3432	203152	6129	45557	8256	8275	150	12	733810

Tableau 123. Passif 2023, par secteur

En M€	Automobile	Défense et aéronautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto-route	Ferroviaire	Maritime et portuaire	Services financiers	Télécom Médias Technologie	Autres services	Défaillance	Intersecteur	31.12.2023
Capital	-	1133	1083	2567	298	28	1433	790	-1529	819	909	2	-	7534
Primes	-	0	106	7053	546	-	4301	-	4	1	-	-	-	12010
Réserves	4212	5402	-96	41287	2366	725	25708	1827	20178	4154	7486	25	26	113300
Résultat	336	1689	-24	10937	933	115	1162	177	14	457	195	72	9	16071
Capitaux propres - part du groupe	4548	8225	1070	61843	4142	868	32604	2794	18667	5431	8590	99	34	148915
Capitaux propres - intérêts minoritaires	-	-5	3	12337	933	-	71	-	-	-0	-	-	-	13340
Total des capitaux propres	4548	8220	1073	74181	5076	868	32675	2794	18667	5431	8590	99	34	162255
Passifs des concessions	-	-	96	41131	469	1369	2267	-	-	-	-	-	-	45332
Avantages au personnel	-	10	48	16443	408	11	2846	164	-	287	-	-	1	20218
Autres provisions	-	127	66	84376	64	-	1210	48	-	72	-	-	-1	85962
Provisions	-	136	114	100819	472	11	4056	212	-	359	-	-	1	106180
Passifs financiers	-	41	1161	71685	9533	1059	72669	540	185	264	-	-	-	157137
Impôts différés passifs	-	2	0	981	428	-	232	1	37	16	-	-	-	1697
Autres passifs	-	-	-	21	2	0	-	-	-	5	-	-	-	28
Passif non courant	-	179	1371	214637	10904	2440	79224	753	222	643	-	-	1	310374
Avantages au personnel	-	0	4	676	44	-	155	18	-	26	-	-	4	926
Autres provisions	-	51	24	7980	74	0	290	22	-	26	-	5	2	8475
Provisions	-	51	28	8656	118	0	445	40	-	52	-	5	5	9401
Dettes d'exploitation	-	793	1242	26652	661	25	7774	91	14	865	2	1	-135	37985
Passifs financiers	-	6	76	39240	2126	57	14047	80	25642	103	-	11	-	81388
Autres passifs	-	1064	661	34939	1890	182	70160	2536	14	1526	-0	14	4	112989
Passif courant	-	1914	2006	109487	4795	264	92426	2747	25670	2545	1	31	-125	241763
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	147	0	-	245	-	-	-	-	-	-	393
Passif	4548	10313	4450	398452	20775	3572	204570	6295	44558	8620	8592	131	-90	714785

Tableau 124. Compte de résultat 2022 par secteur

En M€	Auto- mobile	Défense et aéro- nautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto- route	Ferro- viaire	Maritime et por- tuaire	Services financiers	Télécom Médias Techno- logie	Autres services	Défai- sance	Inter- secteur	2022
Chiffre d'affaires	-	613	2 611	146 126	5 146	387	47 378	976	-	4 554	-	-	- 292	207 498
Autres produits de l'activité	-	4	4	10 150	2	0	87	18	-	93	-	-	-	10 358
Achats et charges externes	-	- 416	- 1 985	140 348	- 2 068	- 68	- 20 925	- 297	- 24	- 2 454	- 3	- 3	292	- 168 299
Impôts et taxes	-	- 9	- 33	- 3 336	- 252	- 17	- 14 855	- 26	- 1	- 224	- 0	-	4	- 5 379
Personnel	-	- 194	- 462	- 16 889	- 966	- 49	- 19 221	- 449	-	- 1 758	- 0	- 0	-	- 39 988
Autres produits et charges opérationnelles	-	18	14	111	- 141	3	1 506	148	-	18	-	7	-	1 684
Marge opérationnelle	-	14	150	- 4 186	1 720	257	7 340	370	- 25	229	- 3	4	4	5 874
Dotations nettes aux amortissements	-	- 25	- 80	- 11 474	- 884	- 82	- 4 733	- 215	-	- 285	-	-	0	- 17 777
Variation nette des provisions	-	17	15	884	192	2	90	- 4	-	23	-	76	0	1 296
Pertes de valeur	-	1	- 1	- 1 774	12	-	19	- 1	-	- 1	-	-	-	- 1 745
Plus ou moins values sur cession d'actifs	-	2	0	- 2 385	0	- 0	757	3	-	0	-	-	-	- 1 623
Résultat opérationnel	-	9	84	- 18 935	1 041	177	3 473	152	- 25	- 34	- 3	80	5	- 13 976
Résultat financier	-	0	- 56	- 4 241	- 233	- 25	- 616	- 13	- 45	- 10	9	- 0	- 1	- 5 230
Impôts différés et exigibles	-	- 10	- 20	3 795	- 181	- 36	- 328	- 7	- 20	12	-	- 10	- 8	3 188
Résultat des sociétés mises en équivalence	- 52	843	0	1 012	222	-	46	1	740	355	417	-	-	3 585
Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession	-	-	-	6	- 1	-	- 89	-	-	-	-	-	-	- 84
Résultat net de l'ensemble combiné	- 52	843	9	- 18 363	848	116	2 486	134	650	323	423	69	- 5	- 12 517
Part groupe	- 52	844	9	- 18 187	773	116	2 399	134	650	323	423	69	- 5	- 12 505
Part intérêts minoritaires	-	- 1	1	- 175	75	-	87	1	-	0	-	-	-	- 12

Tableau 125. Compte de résultat 2023 par secteur

En M€	Auto- mobile	Défense et aéro- nautique	Autres industries	Énergie	Aérien	Auto- route	Ferro- viaire	Maritime et por- tuaire	Services financiers	Télécom Médias Techno- logie	Autres services	Défai- sance	Inter- secteur	2023
Chiffre d'affaires	-	617	3 081	142 788	6 022	412	48 128	10 400	-	4 879	-	-	- 969	205 997
Autres produits de l'activité	-	- 3	56	11 359	2	0	108	23	-	92	-	-	-	11 637
Achats et charges externes	-	- 363	- 2 467	102 970	- 2 384	- 88	- 20 642	- 309	- 57	- 2 473	- 3	- 3	971	- 130 789
Impôts et taxes	-	- 11	- 35	- 4 270	- 286	- 17	- 15 133	- 27	- 0	- 265	- 0	- 0	3	- 6 419
Personnel	-	- 214	- 525	- 17 255	- 1 160	- 50	- 20 421	- 461	-	- 1 811	- 0	- 0	-	- 41 897
Autres produits et charges opérationnelles	-	- 16	17	9 534	- 51	0	1 351	165	- 2	- 84	-	3	-	10 916
Marge opérationnelle	-	10	126	39 186	2 143	258	7 012	432	- 60	337	- 4	- 0	4	49 445
Dotations nettes aux amortissements	-	- 25	- 88	- 11 499	- 936	- 85	- 46 544	- 228	-	- 303	-	-	0	- 17 818
Variation nette des provisions	-	62	24	831	- 29	- 2	8	33	-	- 1	-	82	- 0	1 008
Pertes de valeur	-	- 1	2	- 12 980	53	-	- 9	1	-	5	-	-	-	- 12 929
Plus ou moins values sur cession d'actifs	-	230	- 1	- 1 590	- 3	- 7	87	- 21	-	- 1	-	0	-	- 1 305
Résultat opérationnel	-	276	64	13 947	1 228	165	2 444	217	- 60	37	- 4	83	4	18 400
Résultat financier	-	12	- 53	- 3 510	- 230	- 15	- 10 669	- 19	- 266	- 6	15	0	4	- 5 137
Impôts différés et exigibles	-	- 20	- 33	- 2 608	- 249	- 34	- 98	- 22	- 18	11	-	- 11	1	- 3 081
Résultat des sociétés mises en équivalence	336	1 421	-	809	337	-	51	-	357	414	184	-	-	3 910
Résultat des activités arrêtées ou en cours de cession	-	-	-	- 0	- 0	-	- 70	-	-	-	-	-	-	- 70
Résultat net de l'ensemble combiné	336	1 689	- 22	8 638	1 086	115	1 258	177	14	457	195	72	9	14 022
Part groupe	336	1 689	- 24	10 937	933	115	1 162	177	14	457	195	72	9	16 071
Part intérêts minoritaires	-	- 1	1	- 2 299	153	-	96	-	-	- 1	-	-	-	- 2 049

NOTE 33 PÉRIMÈTRE DE COMBINAISON

■ INDUSTRIES

Automobile

RENAULT (15,29 %)

Défense et aéronautique

AIRBUS GROUP (10,93 %)

DCI

GIAT INDUSTRIES NEXTER

NAVAL GROUP (62,87 %)

ODAS

SAFRAN (11,60 %)

SOGEPA

THALES (26,51 %)

TSA

Autres industries

CHANTIERS DE L'ATLANTIQUE

LFB

MONNAIE DE PARIS

■ ÉNERGIE

AREVA

EDF

Engie (23,77 %)

ERAMET (27,38 %)

FSI-EQUATION

ORANO

TECHNICATOME

■ TRANSPORTS

Aérien

AÉROPORTS DE PARIS

AÉROPORT DE MARSEILLE-PROVENCE

AÉROPORT DE BORDEAUX-MÉRIGNAC

AÉROPORT DE LA RÉUNION

AÉROPORT DE LA MARTINIQUE

AÉROPORT

DE MONTPELLIER-MÉDITERRANÉE

AÉROPORT

DE STRASBOURG ENTZHEIM

AÉROPORT DE LA GUADELOUPE

AIR FRANCE-KLM (27,99 %)

Autoroutes

CAISSE NATIONALE

DES AUTOROUTES

FDPITMA-ATMB-SFTRF

Ferroviaire

RATP

SNCF

Maritime et portuaire

GRAND PORT FLUVIO-MARITIME

DE L'AXE SEINE (HAROPA PORT)

GRAND PORT MARITIME

DE MARSEILLE

GRAND PORT MARITIME

DE DUNKERQUE

GRAND PORT MARITIME

DE NANTES SAINT-NAZAIRE

GRAND PORT MARITIME

DE LA ROCHELLE

GRAND PORT MARITIME

DE BORDEAUX

GRAND PORT MARITIME

DE LA MARTINIQUE

GRAND PORT MARITIME

DE LA RÉUNION

GRAND PORT MARITIME

DE LA GUADELOUPE

■ SERVICES

Télécom / Numérique / Médias

ARTE FRANCE

FRANCE TÉLÉVISIONS

FRANCE MEDIAS MONDE

IN GROUPE

LA FRANÇAISE DES JEUX (20,50 %)

ORANGE (13,40 %)

RADIO FRANCE

Services financiers

EPIC BPIFRANCE

DEXIA (46,81 %)

SPPE

Autres services

LA POSTE (34,00 %)

SEMMARIS (33,34 %)

SOCIÉTÉ POUR LE LOGEMENT

INTERMÉDIAIRE

Entités en fin d'activité - Défaillance

CDR

