

PIÈCE 11

CAPACITÉS FINANCIÈRES DE L'EXPLOITANT

SOMMAIRE

1.	CONTEXTE ET OBJET DES OPERATIONS	3
2.	CAPACITES FINANCIERES	5
2.1.	CONTEXTE FINANCIER GENERAL D'EDF	5
2.2.	CONTEXTE FINANCIER SPECIFIQUE AU DEMANTELEMENT DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES	5
2.3.	CONCLUSION.....	6

ANNEXES

ANNEXE 1 : RAPPORT FINANCIER ANNUEL 2017 DU GROUPE EDF - EXTRAITS	7
ANNEXE 2 : RAPPORT FINANCIER ANNUEL 2018 DU GROUPE EDF - EXTRAITS	10
ANNEXE 3 : RAPPORT FINANCIER ANNUEL 2019 DU GROUPE EDF - EXTRAITS	14

1. CONTEXTE ET OBJET DES OPERATIONS

Les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim sont les premiers à être arrêtés au sein du programme d'EDF SA de déconstruction des centrales de seconde génération en fonctionnement.

D'un point de vue financier, les charges de démantèlement de la centrale couvrent les coûts des activités suivantes :

- Évacuation du combustible,
- Démantèlement (démontage) électromécanique,
- Assainissement des structures de Génie-Civil,
- Démolition des bâtiments déclassés,
- Gestion des déchets de démantèlement avant envoi aux filières de traitement,
- Réaménagement du site et gestion des sols.

Ces activités revêtent aussi bien un caractère « nucléaire » (décontamination, gestion de déchets nucléaires) qu'un caractère classique (démolition de bâtiments conventionnels, gestion de déchets conventionnels). Pour chacune de ces activités, les coûts pris en compte intègrent :

- Les achats de prestations et travaux à des partenaires externes,
- Les coûts de l'ingénierie propre d'EDF dédiée au programme, études ou contrôle de la réalisation,
- Les coûts d'ingénierie éventuellement sous traitée,
- Les coûts annexes de support et logistique nécessaires à la réalisation des opérations sur chacun des sites (gardiennage, fluides, etc.), et les coûts de prise en charge des déchets de démantèlement dans les filières d'élimination appropriées.

Conformément à l'article L. 594-1 du code de l'environnement, EDF procède à une évaluation prudente des charges de démantèlement de l'ensemble des INB dont il est l'exploitant, ainsi que des charges de gestion de leurs combustibles usés (pour le cas des centrales nucléaires) et des déchets radioactifs, incluant leur transport hors site.

Cette évaluation est faite en se basant sur des coûts bruts, en intégrant la meilleure connaissance à date de l'ensemble des données techniques, financières et contractuelles liées aux projets de démantèlement.

Les risques et incertitudes sont intégrés au coût du programme de démantèlement, et sont réévalués chaque année lors de la mise à jour des devis.

En application de l'article L. 594-4 du code de l'environnement, EDF produit tous les 3 ans un rapport, dit « rapport triennal », décrivant l'évaluation des charges mentionnées ci-dessus, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions correspondant à ces charges et les choix retenus en ce qui concerne la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture de ces provisions. Ce rapport, ainsi qu'une note d'actualisation annuelle, est transmise à l'autorité compétente (direction générale de l'énergie et du climat du MTES) qui peut réaliser ou faire réaliser par un organisme extérieur expert toute étude complémentaire ou tout audit sur les éléments fondant l'évaluation des charges.

Depuis 2016, le programme de démantèlement du parc des Réacteurs à Eau Pressurisée (REP) fait l'objet d'un « databook » (description des chroniques des dépenses futures en lien avec le planning des opérations) élaboré par EDF, prenant en compte les recommandations de la DGEC à l'issue de l'audit mené en 2015. Ce databook est mis à jour annuellement et audité par les Commissaires aux Comptes dans le cadre des clôtures annuelles. Cette revue annuelle permet d'une part de gérer au plus près l'aspect évolution de planning des opérations et dépenses correspondantes, et d'autre part de prendre des mesures au plus près des événements pour limiter les conséquences éventuelles. L'ensemble concourt à fiabiliser le devis et par là même sa ressource financière.

2. CAPACITES FINANCIERES

Les principaux éléments financiers relatifs à EDF et repris dans le présent document sont issus des états financiers mis à disposition du public au travers du Document de référence, accessible sur le portail du site institutionnel internet D'EDF : www.edf.com.

Les annexes 1, 2 et 3 reprennent respectivement les comptes de résultats et bilans, consolidés, des années 2017 à 2019, ainsi que les notes associées aux provisions nucléaires en France à fin 2019.

2.1. CONTEXTE FINANCIER GENERAL D'EDF

Il est rappelé ici les chiffres clés tels que publiés dans les comptes de résultats consolidés des trois derniers exercices

En M€	2017	2018	2019
Chiffres d'affaire	69 632	68 976	71 317
Résultat d'exploitation	5 637	5 282	6 760
Résultat net consolidé	3 289	1 191	5 182
Dont part du Groupe	3 173	1 177	5 155

Il est précisé que les dépenses concernant ce démantèlement ont fait l'objet de provisions et sont couvertes par des Actifs Dédiés, tel que le prescrit l'article L. 594-4 du code de l'environnement (cf. 2.2 ci-après).

2.2. CONTEXTE FINANCIER SPECIFIQUE AU DEMANTELEMENT DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES

Le coût brut (reste à dépenser à fin 2019) correspondant au démantèlement des installations nucléaires d'EDF en France, évalué aux conditions économiques de décembre 2019, se monte à 27 562 M€ dont 20 613 M€ pour les centrales qui étaient en fonctionnement en 2019 (incluant la centrale de Fessenheim). Pour ce qui concerne Fessenheim, les charges brutes calculées suivant l'approche présentée au chapitre 1 ci-dessus, s'élèvent à 806¹ M€₂₀₁₉ (soit 4% du coût brut global estimé pour le démantèlement de l'ensemble des réacteurs en fonctionnement).

Conformément à la méthodologie décrite dans le rapport triennal de 2019, les évaluations des charges de gestion des déchets de démantèlement, (couvrant la reprise et conditionnement des déchets, le transport et la gestion à long terme) et des combustibles usés (transport, entreposage et traitement) se font globalement pour chacun des exutoires considérés, sans être détaillées pour chaque INB.

¹ Chiffrage complet incluant les frais « Parc » et spécificités du site, la quote-part pour le traitement des GV de démantèlement, fonctions supports, incertitudes et les risques & opportunités.

Les provisions constituées par le Groupe pour couvrir les charges de démantèlement et de gestion des combustibles usés et des déchets sont clairement identifiées dans le document de référence annuellement publié par le Groupe. Le détail des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires (centrales arrêtées et en fonctionnement y compris installations connexes) au sens strict figure dans les comptes consolidés (cf. infra). Ces provisions couvrent l'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour le démantèlement des installations nucléaires d'EDF.

La loi a également introduit l'obligation de couvrir les provisions constituées pour les charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs, par des actifs affectés à ce titre. Les actifs dédiés à la sécurisation de ces charges sont constitués d'actions, d'obligations directement détenues par EDF, d'OPCVM spécialisés (SICAV ou FCP), la créance financière CSPE et des actifs non cotés gérés par EDF Invest avec un objectif de large diversification. La constitution de ce portefeuille d'actifs a été initiée en 1999.

Ces actifs dédiés font l'objet d'une présentation détaillée au sein des comptes consolidés. La gestion des risques inhérents à ce type d'actifs fait l'objet de dispositions propres exposées en détail dans le rapport de gestion constituant un des éléments du rapport financier annuel.

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 105,5 %.

En outre, la loi du 28 juin 2006, a instauré un contrôle public des engagements relevant de son périmètre. Celui-ci se fait au travers d'un rapport triennal et de lettre d'actualisation, dont la forme et le contenu ont été précisés par les textes réglementaires, communiqués à l'autorité publique compétente.

2.3. CONCLUSION

Les pratiques comptables actuelles d'EDF SA en matière de provision nucléaire et la politique que s'est donnée la société en matière de constitution d'actifs dédiés remplissent les conditions fixées par le code de l'environnement. Elles visent à sécuriser la disponibilité des ressources financières nécessaires aux opérations décrites dans ce dossier, sur la base d'une estimation fiable et contrôlées par les autorités.

ANNEXE 1 : RAPPORT FINANCIER ANNUEL 2017 DU GROUPE EDF - EXTRAITS

6. ETATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2017

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2017

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

■ les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2016 (établis selon les normes comptables Internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 320 à 436) et 6.2 (pages 437 et 438) du document de référence 2016 du groupe EDF ;

■ les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2015 (établis selon les normes comptables Internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 306 à 412) et 6.2 (pages 413 et 414) du document de référence 2015 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 15 mai 2018.

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2017	2016
Chiffre d'affaires	7	69 632	71 203
Achats de combustible et d'énergie	8	(37 641)	(36 050)
Autres consommations externes	9	(8 739)	(8 902)
Charges de personnel	10	(12 456)	(12 543)
Impôts et taxes	11	(3 541)	(3 656)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 487	6 362
Excédent brut d'exploitation		13 742	16 414
Variations nettes de juste valeur sur Instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading		(355)	(262)
Dotations aux amortissements	22.2	(8 537)	(7 966)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(58)	(41)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(518)	(639)
Autres produits et charges d'exploitation	14	1 363	8
Résultat d'exploitation		5 637	7 514
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 778)	(1 827)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 959)	(3 417)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 501	1 911
Résultat financier	15	(2 236)	(3 333)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		3 401	4 181
Impôts sur les résultats	16	(147)	(1 388)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	35	218
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 289	3 011
Dont résultat net – part du Groupe		3 173	2 851
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		116	160
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		0,98	1,15
Résultat dilué par action		0,98	1,15

6. ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2017

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Goodwill	18	10 036	8 923
Autres actifs incorporels	19	8 896	7 450
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	54 739	53 064
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 607	7 616
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	75 622	70 573
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	7 249	8 645
Actifs financiers non courants	36	36 787	35 129
Autres débiteurs non courants	26	2 168	2 268
Impôts différés actifs	16.3	1 220	1 641
Actif non courant		204 324	195 309
Stocks	24	14 138	14 101
Clients et comptes rattachés	25	23 411	23 296
Actifs financiers courants	36	24 953	29 986
Actifs d'impôts courants		673	183
Autres débiteurs courants	26	9 561	10 652
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	3 692	2 893
Actif courant		76 428	81 111
Actifs détenus en vue de leur vente	46	-	5 220
TOTAL DE L'ACTIF		280 752	281 640

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Capital	27	1 464	1 055
Réserves et résultats consolidés		39 893	33 383
Capitaux propres – part du Groupe		41 357	34 438
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	7 341	6 924
Total des capitaux propres	27	48 698	41 362
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		46 410	44 843
Autres provisions pour déconstruction		1 977	1 506
Provisions pour avantages du personnel	31	20 630	21 234
Autres provisions	28	2 356	2 155
Provisions non courantes	28	71 373	69 738
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	46 323	45 692
Passifs financiers non courants	38	51 365	54 276
Autres créditeurs non courants	35	4 864	4 810
Impôts différés passifs	16.3	2 362	2 272
Passif non courant		176 287	176 788
Provisions courantes	28	5 484	5 228
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 994	13 031
Passifs financiers courants	38	11 142	18 289
Dettes d'impôts courants		187	419
Autres créditeurs courants	35	24 960	24 414
Passif courant		55 767	61 381
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	-	2 109
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		280 752	281 640

ANNEXE 2 : RAPPORT FINANCIER ANNUEL 2018 DU GROUPE EDF - EXTRAITS



**COMPTES CONSOLIDÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2018**



Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017 retraité ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	68 976	64 832
Achats de combustible et d'énergie	8	(33 012)	(32 901)
Autres consommations externes	9	(9 364)	(8 739)
Charges de personnel	10	(13 690)	(12 456)
Impôts et taxes	11	(3 697)	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 052	6 487
Excédent brut d'exploitation		15 265	13 742
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading		(224)	(355)
Dotations aux amortissements		(9 006)	(8 537)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(50)	(58)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(598)	(518)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(105)	1 363
Résultat d'exploitation		5 282	5 637
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 716)	(1 778)
Effet de l'actualisation	15.2	(3 486)	(2 959)
Autres produits et charges financiers	15.3	393	2 501
Résultat financier	15	(4 809)	(2 236)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		473	3 401
Impôts sur les résultats	16	149	(147)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	569	35
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		1 191	3 289
Dont résultat net – part du Groupe		1 177	3 173
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		14	116
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		0,20	0,98
Résultat dilué par action		0,20	0,98

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1). S'agissant d'IFRS 9, applicable à compter du 1^{er} janvier 2018, les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.



Bilan consolidé

ACTIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité (1)
Goodwill	18	10 195	10 036
Autres actifs incorporels	19	9 918	8 896
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	56 515	54 739
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 339	7 607
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	78 252	75 622
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	8 287	7 249
Actifs financiers non courants	36	37 104	36 787
Autres débiteurs non courants	26	1 796	2 168
Impôts différés actifs	16.3	978	1 220
Actif non courant		210 384	204 324
Stocks	24	14 227	14 138
Clients et comptes rattachés	25	15 910	16 843
Actifs financiers courants	36	31 143	24 953
Actifs d'impôts courants		869	673
Autres débiteurs courants	26	7 346	7 219
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	3 290	3 692
Actif courant		72 785	67 518
Actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DE L'ACTIF		283 169	271 842
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité (1)
Capital	27	1 505	1 464
Réserves et résultats consolidés		42 964	39 893
Capitaux propres – part du Groupe		44 469	41 357
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	8 177	7 341
Total des capitaux propres	27	52 646	48 698
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts	28	49 204	46 410
Autres provisions pour déconstruction	28	2 033	1 977
Provisions pour avantages du personnel	31	17 627	20 630
Autres provisions	28	2 908	2 356
Provisions non courantes	28	71 772	71 373
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	46 924	46 323
Passifs financiers non courants	38	52 129	51 365
Autres créditeurs non courants	35	4 896	4 864
Impôts différés passifs	16.3	1 987	2 362
Passif non courant		177 708	176 287
Provisions courantes	28	6 010	5 484
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 421	13 994
Passifs financiers courants	38	17 167	11 142
Dettes d'impôts courants		205	187
Autres créditeurs courants	35	16 012	16 050
Passif courant		52 815	46 857
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		283 169	271 842

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

ANNEXE 3 : RAPPORT FINANCIER ANNUEL 2019 DU GROUPE EDF - EXTRAITS

**COMPTES CONSOLIDÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2019**



Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	7	71 317	68 546
Achats de combustible et d'énergie	8	(35 091)	(33 056)
Autres consommations externes	9	(8 619)	(9 262)
Charges de personnel	10	(13 793)	(13 642)
Impôts et taxes	11	(3 798)	(3 690)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 692	6 002
Excédent brut d'exploitation		16 708	14 898
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	13	642	(224)
Dotations aux amortissements		(9 994)	(8 775)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(8)	(50)
(Pertes de valeur)/reprises	14	(403)	(290)
Autres produits et charges d'exploitation	15	(185)	(105)
Résultat d'exploitation		6 760	5 454
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(1 806)	(1 712)
Effet de l'actualisation	16.2	(3 161)	(3 464)
Autres produits et charges financiers	16.3	4 606	378
Résultat financier	16	(361)	(4 798)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		6 399	656
Impôts sur les résultats	17	(1 581)	178
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	26	818	569
Résultat net des activités en cours de cession	19	(454)	(212)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		5 182	1 191
Dont résultat net - part du Groupe		5 155	1 177
Résultat net des activités poursuivies		5 597	1 384
Résultat net des activités en cours de cession		(442)	(207)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		27	14
Activités poursuivies		39	19
Activités en cours de cession		(12)	(5)
Résultat net part du Groupe par action en euros :	20		
Résultat par action		1,50	0,20
Résultat dilué par action		1,50	0,20
Résultat par action des activités poursuivies		1,65	0,27
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,65	0,27

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.3).

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités abandonnées est présenté sur la ligne distincte du compte de résultat « résultat net des activités en cours de cession » pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2018 est présenté en note 2.3.



Bilan consolidé

ACTIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2019 ⁽¹⁾	31/12/2018
Goodwill	21	10 623	10 195
Autres actifs incorporels	22	9 350	9 918
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	23	58 413	56 515
Immobilisations en concessions des autres activités	24	6 860	7 339
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	25	89 099	78 252
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	26	6 414	8 287
Actifs financiers non courants	39	46 219	37 104
Autres débiteurs non courants	29	1 930	1 796
Impôts différés actifs	17.3	557	978
Actif non courant		229 465	210 384
Stocks	27	14 049	14 227
Clients et comptes rattachés	28	15 606	15 910
Actifs financiers courants	39	29 401	31 143
Actifs d'impôts courants		286	869
Autres débiteurs courants	29	6 881	7 346
Tresorerie et équivalents de trésorerie	40	3 934	3 290
Actif courant		70 157	72 785
Actifs détenus en vue de leur vente	46	3 662	-
TOTAL DE L'ACTIF		303 284	283 169
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)			
Capital	30	1 552	1 505
Réserves et résultats consolidés		44 914	42 964
Capitaux propres - part du Groupe		46 466	44 469
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	30.5	9 324	8 177
Total des capitaux propres	30	55 790	52 646
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts	31	55 583	49 204
Autres provisions pour déconstruction	31	1 573	2 033
Provisions pour avantages du personnel	34	20 539	17 627
Autres provisions	31	3 065	2 908
Provisions non courantes	31	80 760	71 772
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	36	47 465	46 924
Passifs financiers non courants	41	57 002	52 129
Autres créditeurs non courants	38	4 928	4 896
Impôts différés passifs	17.3	2 295	1 987
Passif non courant		192 450	177 708
Provisions courantes	31	5 556	6 010
Fournisseurs et comptes rattachés	37	12 867	13 421
Passifs financiers courants	41	18 535	17 167
Dettes d'impôts courants		433	205
Autres créditeurs courants	38	16 610	16 012
Passif courant		54 001	52 815
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	1 043	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		303 284	283 169

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

32.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

En France, les provisions constituées par EDF SA 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.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.2.2 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 48).

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

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible utilisé.



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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation (1)	Autres mouvements (2)	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	32.1.1	10 698	535	(890)	515	(35)	10 823
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	32.1.2	751	29	(29)	36	18	805
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	32.1.2	9 846	161	(232)	650	106	10 531
Provisions pour aval du cycle nucléaire		21 295	725	(1 151)	1 201	89	22 159
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	32.1.3	15 985	105	(141)	694	294	16 937
Provisions pour derniers cœurs	32.1.4	2 526	-	-	97	1	2 624
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		18 511	105	(141)	791	295	19 561
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		39 806	830	(1 292)	1 992	384	41 720

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 543 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2019 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 449 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2019 pour les provisions adossées à des actifs pour 361 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

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

32.1.1 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).

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.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations 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 évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec Orano qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

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), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MW puis dans certaines tranches 1300 MW. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^{ème} trimestre 2018. En lien avec eux, EDF a poursuivi en 2019 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement (soit 759 millions d'euros) pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier défini à date).

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 48.4).

32.1.2 Provision pour reprise et conditionnement des déchets – Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

32.1.2.1 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1^{er} janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction, (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et au conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le champ des Equipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et les documents requis au titre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service transmis à l'ASN. Une mise en service d'ICEDA est attendue pour le premier semestre 2020.

32.1.2.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'entreposage à l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- le stockage direct, 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 enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Déchets TFA et FMA	1 561	1 278
Déchets FAVL	330	292
Déchets HA-MAVL	8 640	8 276
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	10 531	9 846

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs, Cyclife France (pour le traitement des déchets) et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants. En 2019, une mise à jour des hypothèses des coûts et d'inventaires a été réalisée. Ces hypothèses ont fait l'objet d'une projection à long terme basée sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir. L'ensemble des effets liés aux travaux de mise à jour des devis conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Déchets FAVL

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

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

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL reste en cours d'instruction et sera finalisé dans le cadre du PNGMDR.

Déchets HA-MAVL

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

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.



Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au 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 sécurité fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

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 sécurité), conformément à l'avis de l'Autorité de Sécurité Nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sécurité transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017 l'ANDRA a opté pour une nouvelle configuration, qui servira de base à l'avant-projet.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'options de sécurité) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sécurité. 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. Le groupe d'expert mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 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.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (installation nucléaire de base) est désormais prévue en 2020, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Après une phase industrielle pilote à horizon 2030, les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031. La provision n'est donc pas impactée par cette évolution de planning.

32.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, 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) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sécurité propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé



publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales, qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). 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 à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente 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 aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, 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).

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4^{ème} réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Les études 2019 se sont portées sur la préparation du dossier de démantèlement, avec pour objectif le dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

Le 30 septembre 2019, EDF a adressé au Ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de Sécurité Nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année (voir note 3.1.6).

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

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2019
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	2	(20)	488	294	13 244
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	103	(121)	206	-	3 693
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	15 985	105	(141)	694	294	16 937

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4).

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.

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.

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

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, 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 ;
- 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 ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement 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.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

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 l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.



Le Groupe considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit, qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et ont fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1^{er} janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 – à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;
- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Par ailleurs, le périmètre de la provision TFA FMA intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) et des ITGG (Installations pour le Traitement des Tubes Guides de Grappe) mis en service en 2019, entraînant un accroissement de la provision pour 43 millions d'euros.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

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.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 32.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel opéré en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi-simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionnée le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par le Groupe. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui



permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055. Les retours de cette consultation dorénavant close ne devraient pas remettre fondamentalement en cause les projets de décision.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros (par contrepartie résultat), dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA). Les décisions définitives sont attendues pour 2020.

32.1.4 Provisions pour derniers cœurs

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

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- 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 inévitables 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.

32.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

32.1.5.1 Taux d'actualisation et taux d'inflation

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps, qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long terme.

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation. À partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du *consensus forecast* sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des *swaps* d'inflation a été retenue.

Ainsi, compte tenu des durées longues des engagements nucléaires pour lesquels l'objectif d'inflation long terme est recherché, et de la volatilité en fonction de la date des *swaps*, l'hypothèse d'inflation moyenne est, au 31 décembre 2019, de 1,4 % (1,5 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2019, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,4 % (respectivement 3,9 % et 1,5 % au 31 décembre 2018), soit un taux d'actualisation réel de 2,3 % au 31 décembre 2019 (2,4 % au 31 décembre 2018).



Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019 (4,0 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2019 est de 3,7 %.

Par un courrier en date du 12 février 2020, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont informé EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires :

- Le plafond réglementaire du taux d'actualisation sera exprimé en valeur réelle et formulé comme le taux à terme ultime applicable à la date considérée (*Ultimate Forward Rate*) publié par l'Autorité Européenne des Assurances et des Pensions Professionnelles, majoré de cent cinquante points de base. Cette évolution interviendra de façon progressive et linéaire sur 5 ans à compter du 1^{er} janvier 2020, à partir d'une valeur de taux réel de 2,3 %.
- L'obligation de dotation aux actifs entre 100 % et 110 % de taux de couverture pour compenser l'impact de changements d'hypothèses sur les provisions sera supprimée, tout en portant le seuil au-delà duquel les retraits sont possibles de 110 % à 120 %. L'obligation restante au titre des comptes au 31 décembre 2018 (797 millions d'euros) restera néanmoins applicable. Aucune dotation n'est attendue au titre de l'année 2019.
- Le délai de prescription des mesures nécessaires par l'autorité administrative, en cas de sous-couverture constatée, passera de 3 à 5 ans à compter de la date de clôture comptable enregistrant cette sous-couverture.

32.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

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

(en millions d'euros)	31/12/2019		31/12/2018	
	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 usé	19 455	10 823	18 737	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 243	805	1 194	751
Gestion à long terme des déchets radioactifs	32 372	10 531	30 970	9 846
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	53 070	22 159	50 901	21 295
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 134	13 244	20 755	12 480
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 428	3 693	6 576	3 505
Derniers coûts	4 331	2 624	4 346	2 526
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS COÛTS	31 893	19 561	31 677	18 511

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.



En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

Pour l'exercice 2019 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	10 823	(228)	249	196	(215)
- provisions pour reprise et conditionnement des déchets	805	(25)	27	16	(17)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(659)	750	554	(636)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	7	(7)
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
- derniers cœurs	2 624	(88)	94	-	-
TOTAL	41 720	(1 645)	1 799	912	(1 025)

Pour l'exercice 2018 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	10 698	(218)	237	185	(202)
- provisions pour reprise et conditionnement des déchets	751	(23)	25	14	(15)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(597)	780	498	(673)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	(496)	520	7	(7)
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	(138)	149	138	(149)
- derniers cœurs	2 526	(88)	94	-	-
TOTAL	39 806	(1 560)	1 805	842	(1 046)